UNAE

45° anno

Notiziario Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti



Strumento di misura

Dispositivo impiegato per eseguire misurazioni, solo o in associazione con altri dispositivi di supporto.

ANNO XLV

N. 1 – GENNAIO/FEBBRAIO 2014

Editoriale

Negli ultimi anni abbiamo assistito ad una piccola rivoluzione: il boom della generazione distribuita e, in particolare, della produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica.
Quest'anno potrebbe essere ricordato come l'anno dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica.
Dopo l'avvio dei progetti pilota per i sistemi di accumulo da realizzare tramite batterie elettrochimiche e da installare sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica, l'AEEG ha recentemente terminato una consultazione per individuare i primi orientamenti relativi ai sistemi di accumulo diversi dai pompaggi. Questi sistemi possono essere connessi alla rete tramite un punto di connessione non condiviso con altri impianti di produzione o consumo oppure presso un centro di consumo oppure presso un impianto di produzione di energia elettrica. Di sistemi di accumulo si è occupato anche il Cei che nel mese di dicembre 2013 ha pubblicato due varianti alle regole tecniche di connessione, Norme Cei 0-16:2012-12 e Cei 0-21:2012-06. Le varianti hanno l'obiettivo di evidenziare le diverse modalità e configurazioni secondo cui possono essere installati i sistemi di accumulo presso un impianto di produzione di energia elettrica e di definire gli schemi di installazione delle apparecchiature di misura nel caso in cui si renda necessario misurare separatamente l'energia elettrica prodotta dagli altri gruppi di generazione di energia elettrica e l'energia elettrica prelevata, accumulata, rilasciata e nuovamente immessa in rete dai sistemi di accumulo.
Nel frattempo, il GSE "nelle more della definizione e della completa attuazione del quadro normativo e delle regole applicative", disponeva che "non è consentita alcuna variazione di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi dell'energia prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto, come ad esempio la ricarica dei sistemi di accumulo tramite l'energia elettrica prelevata dalla rete". Una bella sfida!
Buon lavoro,

Antonello Greco.

Notiziario AIEL IRPAIES

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107

del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: Antonello Greco

Chiuso in redazione il 24 gennaio 2014

Distribuito gratuitamente su: **www.unae.it**

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

Tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: **info@unae-irpaies.it**

Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail comunicando il proprio indirizzo a: **info@unae-irpaies.it**

Per informazioni scrivere a: **info@unae-irpaies.it**

Indice

In copertina

Fotografia: Weston A.C. & D.C. Ammeter model 370. No 4242 – Standardized at Weston Laboratory, Newalk, N.J. U.S.A., Jun 24, 1920 (S.S.)
Definizione: Norma Cei Uni 70099:2010-04 "Vocabolario Internazionale di Metrologia - Concetti fondamentali e generali e termini correlati (VIM)"

Notizie Tecniche

a cura della Segreteria Tecnica

Protezione contro le scariche atmosferiche

Le novità introdotte dalla II^ edizione dalle norme della serie CEI EN 62305

La protezione contro i fulmini costituisce, ne[i] luogh[i] di lavoro, un obbligo di legge in forza delle disposizioni di cui all'art. 80, c.1, lettera e) del D. Lgs. n. 81/08[1]. Ancora il TU all'art. 84 ribadisce che - Il datore di lavoro provvede affinché gli edifici, gli impianti, le strutture, le attrezzature, siano protette dagli effetti dei fulmini realizzati secondo le norme tecniche[2]. La protezione contro le sovratensioni negli impianti elettrici e elettronici (installazione SPD)[3] è una delle misure che concorrono alla regola dell'arte nella progettazione ed esecuzione degli impianti elettrici in quanto indispensabile per garantire la regolarità di funzionamento e la continuità di servizio. Tuttavia negli impianti privati la protezione contro il danno economico non è obbligatoria; la decisione dipende dall'accordo fra committente e progettista/installatore (il committente accetta espressamente il rischio). Per altro dal punto di vista del costo dei danni economici, l'installazione degli SPD, la schermatura dei circuiti e la riduzione della spira d'induzione (LPMS)[4], a protezione degli impianti elettrici, si rivela misura sempre vantaggiosa (fig. 1). La protezione può però rivelarsi insufficiente se la struttura entro la quale si trovano gli impianti non è protetta (se lo deve essere); per cui l'impiantista deve segnalare al proprietario dello stabile ovvero all'amministratore del condominio di far fare la valutazione del rischio per vedere se il volume della struttura è autoprotetta oppure se necessita dell'installazione di un impianto di protezione contro le scariche atmosferiche (LPS) [5]. È proprio a riguardo della valutazione del rischio che acquista rilevanza la nuova edizione della norma CEI EN 62305, in particolare la parte 2 (valutazione del rischio) che è entrata in vigore il 01-03-2013. Infatti occorre tener presente la formulazione dell'art. 29, c. 3, del TU, che impone l'obbligo immediato di rielaborare la valutazione dei rischi, in occasione di modifiche del processo produttivo o della organizzazione del lavoro significative ai fini della salute e sicurezza dei lavoratori, o in relazione al grado di evoluzione della tecnica, della prevenzione o della protezione

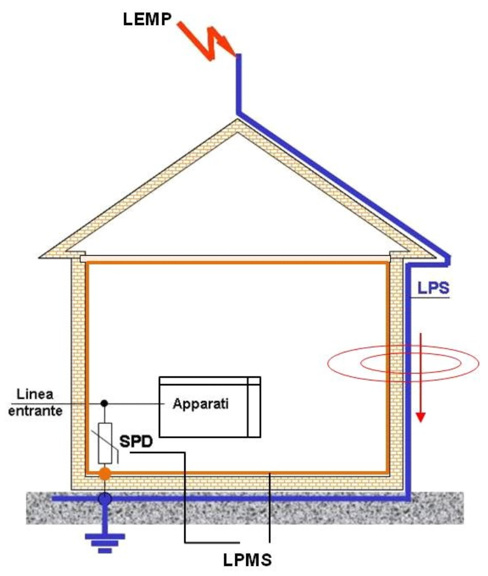


Fig. 1. SPD – LEMP –LPS – LPMS.

o a seguito di infortuni significativi o quando i risultati della sorveglianza sanitaria ne evidenzino la necessità. Tale disposto appare particolarmente vincolante nei casi in cui la valutazione dei rischi sia stata effettuata con riferimento alla norme CEI 81-1 e 81-4. Queste ultime, come noto, erano state superate dalle edizioni 2006-04 delle CEI EN 62305 che restano applicabili fino al 01-12-2013 al fine di completare la realizzazione degli impianti in corso. Altre importanti novità attengono i criteri di scelta e installazione degli SPD contenuti nella norma CEI EN 62305-4. Il presente articolo si limita pertanto, salvo poche eccezioni, all'illustrazione delle principali novità intervenute nelle parti 2 e 4. Nella parte 2 sono cambiati alcuni criteri di valutazione del rischio e le formule di calcolo (aree di raccolta, probabilità, ecc.). Numerosi cambiamenti son intervenuti anche nella struttura e nei contenuti degli Allegati (tutti informativi). Nella parte 4 l'Allegato C, relativo al coordinamento degli SPD, è stato ritirato e rimandato al SC 37A. È stato introdotto un nuovo Allegato D (informativo) che fornisce informazioni sui fattori da considerare nella scelta degli SPD e inserito l'Allegato E (informativo) - Tensione indotta nel circuito protetto da un SPD, aggiunto dal CT 81 del CEI (versione CEI 81-10/4).

Norma CEI EN 62305-2. Valutazione del rischio

Nulla cambia per il calcolo del rischio[6] e per le sue componenti dei fulmini che si abbattono sulla struttura o in prossimità di essa così come per le componenti relative alle fulminazioni dirette e indirette delle linee connesse alla struttura, ad eccezione della componente R_A relativa ai danni ad esseri viventi per elettrocuzione[7] dovuta a tensioni contatto e passo all'interno della struttura e all'esterno in zone fino a m 3 attorno alle calate. Prima si considerava il rischio di elettrocuzione solamente nelle zone esterne alla struttura fino a 3 m intorno alle calate.

Valori del rischio tollerabile R_T			
Tipo di Perdita	Vite umane e danni permanenti L_1	Inaccettabile di servizio pubblico L_2	Patrimonio culturale insostituibile L_3
Valore del rischio tollerato	10^{-5}	10^{-3}	10^{-4}

Tab. 1

È stato diminuito il rischio tollerabile da 10-3 a 10-4 per la perdita del patrimonio culturale insostituibile, inteso come valore annuo dei beni perduti rispetto al valore di tutti i beni esposti al rischio (Tab. 1). Nel nuovo Allegato D (già Allegato G) è riportato il criterio di calcolo costi/benefici per determinare la perdita economica L4. L'Allegato A porta significative varianti in ordine alla determinazione delle aeree di raccolta[8].

In sintesi:

- cambiano le formule che ora sono più semplici;
- per A_L non si tiene più conto dell'effetto schermante dell'edificio vicino;
- non figurano più, per A_L e A_I, la r del terreno e H delle linee (è stato assunto di "default": q=400W·m e H_c=6,5 m);
- cambiano i coefficienti d'incremento (ovvero di riduzione) delle aree di raccolta;
- in generale le formule aumentano l'area di raccolta delle fulminazioni indirette;
- non cambia la formula per il calcolo di A_D (struttura rettangolare);
- eliminata la distinzione fra linea area e interrata nel calcolo delle aree di raccolta A_L e A_I.

Il numero dei fulmini (eventi) in prossimità della struttura, non tiene più conto dell'area di raccolta della struttura isolata $A_{d/b}$ e del coefficiente $C_{d/b}$ di posizione della struttura, per cui si semplifica in questi termini:

$$N_M = N_G \cdot A_M \cdot 10^{-6}$$

N_M è il numero delle sovratensioni d'ampiezza superiore a 1 kV in un anno; mentre in precedenza era il numero delle sovratensioni d'ampiezza superiore a 1,5 kV in un anno.

L'area di raccolta vale:

$$A_M = 2 \cdot 500 \cdot (L + W) + p \cdot 500^2$$

A questo proposito occorre tenere presente la nota del CT italiano secondo cui la distanza di 500 m dal perimetro della struttura è stata calcolata nell'ipotesi teorica di spira indotta sempre ortogonale al campo elettromagnetico dovuto alla corrente di fulmine. Nel caso reale, di spira comunque orientata rispetto al campo elettromagnetico inducente, la distanza dal perimetro della struttura può essere ridotta a 350 m. In precedenza la distanza da considerare dal perimetro della struttura era 250 m.

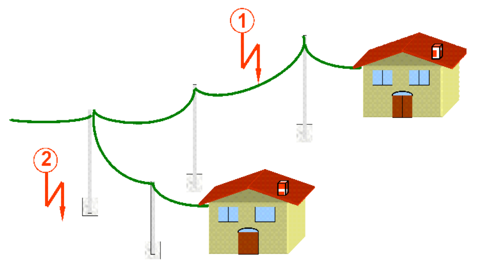


Fig. 2. Fulminazione diretta (1) e indiretta (2) di una linea.

Invariate le formule di calcolo per l'area di raccolta dei fulmini sulla struttura e il relativo numero di eventi pericolosi (unica variazione sono i coefficienti di posizione). Cambiano invece le formule per il calcolo delle aeree di raccolta dei fulmini che colpiscono direttamente e indirettamente le linee (fig. 2). Le nuove espressioni prescindono in entrambi i casi dal tipo di linea (aerea oppure interrata). Se ne tiene conto solamente nella determinazione del numero degli eventi[9] mediante un nuovo coefficiente C_I, detto coefficiente d'installazione della linea e riportato in Tab. A2 dell'Allegato A. Il valore dell'area di raccolta per fulmine sulla linea vale:

$$A_L = 40 \cdot L_L$$

Mentre quello in prossimità è dato da:

$$A_I = 4000 \cdot L_L$$

Con L_L lunghezza della sezione della linea (m).

L'Allegato B (informativo) è relativo alla - Valutazione della probabilità P_X di danno - contiene anch'esso numerose novità. La principale è di natura concettuale nel senso che la probabilità effettiva che si verifichi un danno è il prodotto delle probabilità introdotte da ciascuna misura di protezione adottata. Nella prima edizione della norma invece la probabilità era data dalla minore fra la probabilità derivante dalle misure esistenti rispetto a quella derivante dalle misure realizzate. Ad esempio nel caso della componente di rischio R_A il danno ad esseri viventi per fulmini sulla struttura, vale:

$$R_A = N_D \cdot P_A \cdot L_A$$

Dove è:

$$P_A = P_{TA} \cdot P_B$$

In Tabella B.1 sono riportati i - Valori di probabilità P_{TA} che un fulmine causi danno ad esseri viventi per tensioni di contatto e di passo pericolose. Essa, oltre a presentare la variazione che le barriere o strutture portanti dell'edificio utilizzate come calate forniscono una probabilità zero di danno, richiama la nota del comitato italiano secondo il quale le tensioni di contatto si verificano verso parti metalliche (facenti parte della struttura) interessate dal percorso della corrente di fulmine. In assenza di tali parti metalliche le tensioni di contatto possono essere trascurate.

Si può inoltre assumere P_{TA} = 0 quando sia verificata una delle seguenti condizioni:

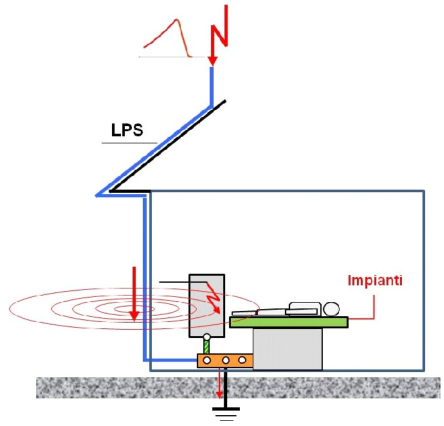


Fig. 3. Danni a impianti da fulminazione sulla struttura.

a) i ferri d'armatura del cemento armato o le parti metalliche della struttura sono usati come calate naturali e il loro numero non è inferiore a 10;
b) la struttura è dotata di un LPS con almeno 10 calate;
c) in condizioni di normale funzionamento non vi è presenza di persone, entro 3 m dalle calate del LPS;
d) la resistenza verso terra di una persona (resistenza di terra di un elettrodo di 400 cm^2 premuto al suolo con una forza di 500 N) non è inferiore a 100 kΩ;
e) il suolo è ricoperto con uno strato di 5 cm di asfalto o 15 cm di ghiaia;

Valori dei coefficienti C_{LD} in funzione dalle condizioni di schermatura, di messa a terra e di separazione		
Tipo di linea	Connessione all'ingresso	
Linea di energia con neutro a terra in più punti		1
Linea non schermata interrata o aerea		1
Linea schermata interrata o aerea di energia o TLC	Schermo non connesso alla stessa barra equipotenziale degli apparati	1
Cavo di protezione contro il fulmine o posa entro condotto per la protezione dei cavi contro il fulmine	Schermo connesso alla stessa barra equipotenziale degli apparati	0
(Nessuna linea esterna)	Nessuna connessione a linee esterne (sistema "stand alone	0
Qualsivoglia tipologia	Interfacce di separazione secondo CEI EN 62305-4	0

Tab. 2

I valori di P_B - Probabilità che un fulmine su una struttura causi danno materiale - dipendono dall'assenza o presenza del LPS come riportato nella tabella B.2 e quindi anche dalle sue prestazioni protettive[10].

Per la componente di rischio $R_C = N_D \cdot P_C \cdot L_C$ - Danno a impianti per fulmini sulla struttura – sono da mettere in conto perdite (v. Tab. 1) di tipo L2 e L4, unitamente al tipo L1 nel caso di strutture con rischio d'esplosione e di ospedali o di altre strutture in cui il guasto degli impianti interni (fig. 3) provoca un immediato pericolo per la vita umana. Secondo il nuovo approccio la probabilità P_C che un fulmine su una struttura causi guasti negli impianti interni vale:

$$P_C = P_{SPD} \cdot C_{LD}$$

Relativamente a P_{SPD}, il cui significato non è cambiato, si evidenzia che è stata aumentata la probabilità di danno, da 0,03 a 0,05, nel caso di un sistema di SPD progettato per LPL di classe III^

o IV^. La componente di probabilità P_{SPD} dipende dal sistema coordinato di SPD conforme alla CEI EN 62305-4 ed al livello di protezione (LPL) utilizzato nel progetto degli SPD utilizzati. I valori di P_{SPD} riportati nella Tab. B.3 (integrata da due nuove NOTE in appresso riprodotte) sono: 1, ovviamente in caso di assenza di SPD; 0,01per LPL di classe I^; 0,02 per LPL di classe II^; 0,05 per LPL di classe III^ o IVe, 0,005 – 0,001 relativamente a quanto indicato nella nota 2. NOTA 1. La protezione con un sistema di SPD è efficace nella riduzione di P_C solo in strutture protette con LPS o in strutture con schermo metallico continuo o con i ferri d'armatura del calcestruzzo funzionanti come un LPS naturale in cui siano rispettati i requisiti della CEI EN 62305-3 relativi all'equipotenzializzazione ed alla messa a terra. A quest'ultimo riguardo recentemente il CT 81 ha chiarito che le predette condizioni sono soddisfatte anche negli edifici in cemento armato gettato n opera purché siano rispettati e requisiti della norma CEI EN 63505-3 relativi all'equipotenzializzazione a livello del suolo. NOTA 2. I valori di P_{SPD} possono essere ridotti nel caso di SPD aventi caratteristiche di protezione migliori (più elevata corrente nominale I_n, livello di protezione U_P inferiore, ecc.) rispetto ai requisiti richiesti per l'LPL di classe I^ nei relativi punti d'installazione (Tab. A.3 della CEI EN 62305-1:2011 per informazioni relative alla probabilità di accadimento delle correnti di fulmine e Allegato E della CEI EN 62305-1:2011 e Allegato D della CEI EN 62305-4:2011 per la ripartizione della corrente di fulmine). Gli stessi allegati possono essere usati per SPD caratterizzati da P_{SPD} più elevate.

Ma la novità saliente è data dal coefficiente C_{LD} che dipende dalle condizioni di schermatura, di messa a terra e di separazione della linea a cui è connesso l'impianto interno. I valori di C_{LD} sono riportati nella Tab. B.4 della norma in argomento e di cui nella Tab. 2 se ne riporta una sintesi.

La probabilità per calcolare la componente di rischio di danno agli impianti interni R_M in caso di fulmine che si abbatte in prossimità della struttura è dato da:

$$P_M = P_{SPD} \cdot P_{MS}$$

Prima invece si assumeva per P_M il valore minore tra P_{SPD} e $P_{MS.}$ Nell'appena detta espressione P_{SPD} ha il significato richiamato in precedenza per il R_C mentre P_{MS} vale:

$$P_{MS} = (K_{S1} \cdot K_{S2} \cdot K_{S3} \cdot K_{S4})^2$$

Il termine $K_{S1} \cdot K_{S2} \cdot K_{S3} \cdot K_{S4}$ tiene conto dalle misure di protezione SPM installate.

Norma CEI EN 62305-4. Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture.

Gli SPD possono essere di :

- tipo 1 (classe di prova I), caratterizzati dal superamento di una prova che simula la corrente di fulmine I_{imp} [kA] forma d'onda 10/350µs (fig. 4); essa è la corrente massima di scarica che il SPD può sopportare almeno una volata con forma d'onda tipica dei primi colpi di fulmine che è appunto 10/350 ms;
- tipo 2 (classe di prova II), principalmente concepiti per eliminare le sovratensioni, deviando verso terra la corrente; devono superare la prova alla corrente nominale di scarica I_n [kA] forma d'onda 8/20 µs;

- tipo 3 (classe di prova III), principalmente previsti per protegge gli apparecchi contro le sovratensioni indotte; devono superare la prova alla tensione U_{0c} [kV] forma d'onda 1,2/50µs.

La scelta del valore I_{imp} può essere determinato sulla base dei valori riportati in Tab. E.2 dell'Allegato E alla norma CEIEN 62305-1 per sistemi in bassa tensione (linee d'energia) e Tab. E3 per sistemi di telecomunicazioni dove i valori preferiti di I_{imp} sono associati ai livelli di protezione contro il fulmine (LPL). Per le linee d'energia i predetti valori statistici (attesi) sono riportati nella Tab. 3 per le quattro sorgenti di rischio. I valori cambiati (rispetto alla prima edizione) sono quelli riportati fra parentesi.

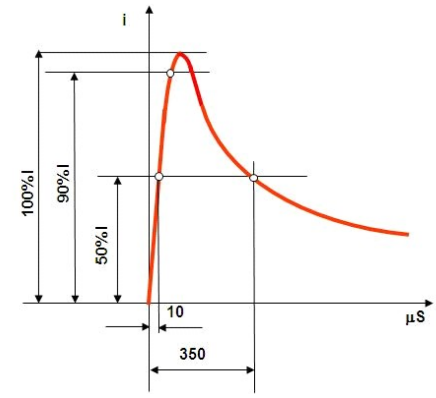


Fig. 4. Corrente di fulmine 10/350 µS

Per l'installazione all'origine dell'impianto devono essere utilizzati SPD di tipo 1 dovendo proteggere l'impianto dalle correnti impulsive dei fulmini che entrano direttamente, ad esempio attraverso LPS o dalle linee aeree. Il rischio di danneggiamento dell'SPD, a causa delle sorgenti di danno S1 ed S3[11], può essere ignorato se il numero complessivo delle fulminazioni dirette della struttura (N_D) e delle linee (N_L)[12] soddisfa la condizione $N_D + N_L \leq 0{,}01$ (Allegato C, art. C.2.2); in questo caso è possibile l'impiego di SPG di tipo 2. In precedenza tale previsione ricorreva solamente nell'ipotesi che fosse $N_D + N_L \leq 0{,}1$.

LPL	Fulminazioni dirette ed indirette della linea		Fulminazioni dirette ed indirette della struttura	
	S3 10/350µs [kA]	S4 8/20 µs [kA]	S1 8/20 µs [kA]	S2 8/20 µs [kA]
III- IV	5	2,5	0,1	**5**(1)
II	**7,5** (10)	**3,75** (5)	**0,15** (0,2)	**7,5** (0,2)
I	10	5	0,2	**10** (0.2)

Tab. 3

Relativamente al collegamento degli SPD si assume ancora DU = 1 kV/m quando scaricano l'intera corrente di fulmine (installazione all'arrivo linea), ma diventa DU = 0,2·Up qualora la lunghezza sia minore di 0,5 m (già previsto nel commento dell'art. 534.2.9 della norma CEI 64-8/5 ed. VII - Conduttori di collegamento). Cambiano le sezioni minime in rame dei conduttori di collegamento agli SPD di tipo 1 da 6 mmq a 16 mmq, ma può essere sufficiente la sezione minore se il SPD non è destinato a portare tutta o parte della corrente di fulmine. Per gli SPD di tipo 2 ora la sezione richiesta è di 6 mmq (in precedenza 4 mmq). Questa prescrizione modifica l'art. 534.2.10 della norma CEI 64-8/5 ed. VII - Conduttori di collegamento.

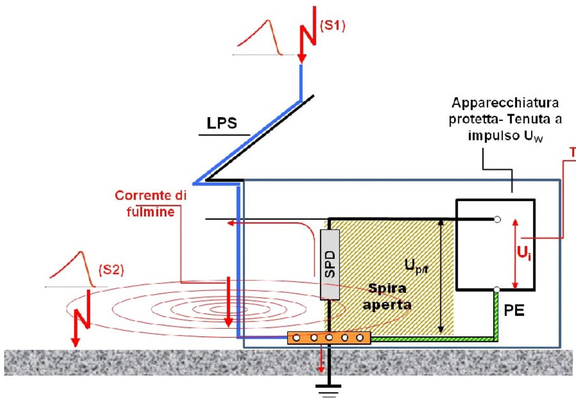


Fig. 5 Tensione indotta dalle sorgenti S1e S2.

Come detto in premessa è stato inserito un nuovo Allegato D (informativo) che fornisce i fattori da considerare nella scelta degli SPD:

- valori preferenziali di I_{imp} ;

- l'affaticamento che caratterizza la vita di un SPD;
- tipi d'installazione che determinano la ripartizione della corrente;
- scelta dei parametri I_{imp}, I_{max}, I_n, U_{OC}

La nuova edizione della norma CEI EN 62305-4 per determinare il livello effettivo di protezione $U_{p/f}$ offerto dal SPD oltre all'effetto di propagazione che determina la caduta di tensione $\Delta U = L \cdot di/dt$ sul collegamento fra SPD e l'apparecchiatura protetta ($U_{P/f}$ = U_p + DU)[13], tiene conto anche della tensione indotta U_i dalla corrente di fulmine (che si abbatte sulla struttura S1 o nei pressi della stessa S2) sulla spira "aperta" formata dal circuito fra il SPD e l'apparecchiatura (fig. 5). La tensione indotta, più elevata in caso di fulminazione diretta della struttura, è tanto maggiore quanto:

- maggiore è la pendenza della corrente di fulmine (di/dt);
- più lungo è il circuito;
- maggiore è la distanza fra i conduttori attivi e il PE;
- maggiore è l'area della spira formata dal circuito di energia con quello di segnale.

La tensione indotta diminuisce invece in presenza di schermatura della struttura, di zone della struttura o dei circuiti all'interno della stessa (uso di cavi schermati o di condotti metallici).

	Posizione d'installazione SPD	Tipo di rischio	
		R1, R2	R3, R4
1	Ai morsetti dell'apparato	$U_{P/f} \leq U_W$	
2	Nei quadri secondari di distribuzione o nelle prese (L ≤ 10 m)	$U_{P/f} \leq U_W/2$ $U_{P/f} \leq (U_W - U_i)/2$ *	$U_{P/f} \leq 0{,}8U_W$
3	All'ingresso della linea nella struttura (L > 10 m)	$U_{P/f} \leq (U_W - U_i)/2$	

* In presenza di strutture munite di LPS.

Tab. 4

Dovendo considerare U_i cambiano i livelli di protezione degli SPD. Secondo la vecchia norma l'apparecchiatura era per definizione protetta quando era in ogni caso verificato che: $U_{P/f}$ £ U_w[14] (dove U_p e DU si verificano contemporaneamente - SPD a commutazione), assumendo invece come livello di protezione effettivo valori diversi (il maggiore fra U_p e DU) per gli SPD a innesco (spinterometri), mentre d'ora in avanti gli impianti interni risultano protetti se:

· essi sono coordinati dal punto di vista energetico con gli SPD installati a monte, e

· risulta soddisfatta una delle tre condizioni riportate in Tab. 4.

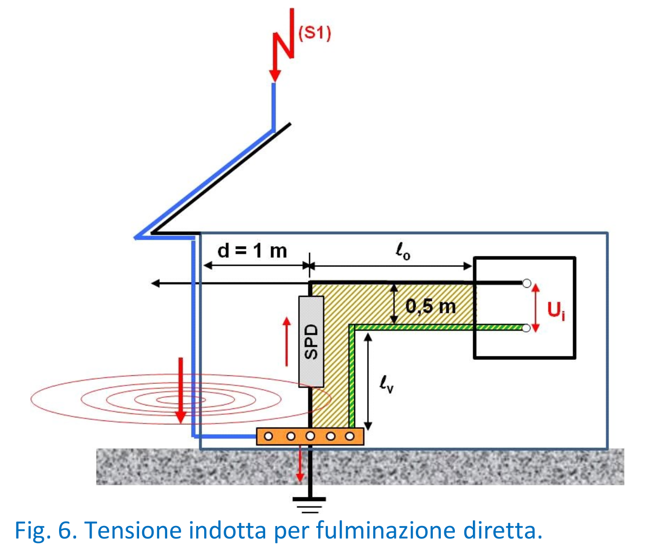


Fig. 6. Tensione indotta per fulminazione diretta.

Come si può notare un aspetto essenziale, nel caso della presenza di rischio di perdite umane e di servizio pubblico, è quello che la tensione $U_{P/f}$ raddoppi alla fine della linea aperta (riflessione totale dell'onda di sovratensione), qualora il SPD non sia collegato esattamente in corrispondenza dei morsetti dell'apparecchiatura da proteggere, sommandosi alla tensione indotta U_i.

Il calcolo analitico della tensione indotta deve essere condotto secondo quanto previsto dall'Allegato A della norma CEI EN 62305-4 oppure, in via semplificata, secondo l'Allegato E della versione italiana del CEI (norma CEI 81-10/4).

Il calcolo analitico semplificato si applica sussistano le seguenti ipotesi:

- struttura protetta con LPS e corrente che fluisce su una sola calata;
- distanza circuito-calata (per strutture non schermate) o circuito-schermo esterno (per strutture schermate): 1 m;
- circuito con PE e conduttori attivi su percorsi diversi (distanza fra conduttori del circuito: 0,5 m);
- assenza di schermature,

Per il caso di fulminazione diretta della struttura la tensione indotta vale:

$$Ui = h \cdot K_c \cdot K_{s2} \cdot K_{s3}(l_v + K_o \cdot l_o)/d$$

Dove, anche con riferimento alla fig. 6, il significato dei simboli è il seguente:

- h tensione indotta per metro di circuito da un fulmine sulla struttura (Tab. E.1)[15];
- l_v lunghezza, in m, dei tratti verticali del circuito;
- l_o lunghezza, in m, dei tratti orizzontali del circuito;
- K_o rapporto fra la tensione indotta in una spira orizzontale e quella indotta in una spira verticale, (Fig. E.1);
- K_c coefficiente che tiene conto della ripartizione della corrente sulle calate del LPS (Tab. E.3);
- K_{S1} coefficiente che tiene conto della schermatura della struttura (Tab. E.4);
- K_{S2} coefficiente che tiene conto della schermatura dei locali dove sono installati gli impianti (Tab. E.4);
- K_{S3} coefficiente che tiene conto del tipo di circuito (Tab. E.5);
- d distanza circuito-calata (per strutture non schermate) o circuito-schermato esterno (per strutture schermate), in m.

La tensione indotta per fulminazione diretta della struttura si può considerare trascurabile quando:

- la struttura, o gli ambienti dell'edificio in cui sono installati gli impianti da proteggere, sono schermati (lato di magliatura $w \leq 0,1$ m);
- i circuiti sono schermati o posati in canale metallico chiuso con schermi e canali collegati a sbarre di terra ad entrambe le estremità e apparecchiature connesse alla stessa barra di terra;
- i cavi sono in fibra ottica senza conduttori metallici;
- il circuito è in cavo cordato;
- la struttura non è dotata di LPS.

La tensione indotta a seguito di una fulminazione in prossimità della struttura è generalmente molto minore di quella diretta sulla struttura. L'espressione di calcolo è analoga alla precedente nella quale si assume la lunghezza complessiva del circuito ($l_v + K_o \cdot l_o$) senza alcuna riduzione e un parametro q, tensione indotta per metro di circuito da un fulmine vicino alla struttura (Tab. E.2), che a parità di LPL è assai più ridotto del parametro h da considerare per la tensione indotta da fulminazione diretta.

La tensione indotta per fulminazione indiretta si può considerare trascurabile quando ricorrono le condizioni di cui sopra fatta eccezione, ovviamente, per la presenza o meno del LPS.

agu

12/13

---

[1] D'ora in poi TU. Capo III - Impianti e apparecchiature elettriche Art. 80. Obblighi del datore di lavoro.
1. Il datore di lavoro prende le misure necessarie affinché i lavoratori siano salvaguardati dai tutti i rischi di natura elettrica connessi all'impiego dei materiali, delle apparecchiature e degli impianti elettrici messi a loro disposizione ed, in particolare, da quelli derivanti da: a) contatti elettrici diretti; b) contatti elettrici indiretti; c) innesco e propagazione di incendi e di ustioni dovuti a sovratemperature pericolose, archi elettrici e radiazioni; d) innesco di esplosioni; e) fulminazione diretta ed indiretta; …

[2] Sono appunto demandate alle norme tecniche in argomento le prescrizioni operative per la progettazione, costruzione e manutenzione degli impianti di protezione delle scariche atmosferiche dopo che il D.Lgs. 03-08-2009, n. 106 ha eliminato dall'Allegato IV l'art. 1.1.8 che stabiliva, ad esempio per le strutture metalliche degli edifici e delle opere provvisionali, i recipienti e gli apparecchi metallici, di notevoli dimensioni, situati all'aperto, l'obbligo del collegamento a terra. Ora la necessità dell'impianto di protezione al pari della messa a terra delle strutture metalliche dipende dall'esito della valutazione dei rischi secondo il principio informativo generale del TU e in particolare degli articoli 29 e 84.

[3] Allo scopo di facilitare la lettura si riportano in nota, di volta in volta, alcune definizioni, richiami a prescrizioni e altro presenti fin dalla I^ edizione della normativa in questione. SPD (Surge Protective Device).Limitatore di sovratensione. Dispositivo per limitare le sovratensioni transitorie e deviare le sovracorrenti. Esso comprende almeno un componente non lineare.

[4] LPMS (Lightning Protection Measurement System): sistema completo di misure per la protezione degli impianti interni contro il LEMP. LEMP (Lightning Electro Magnetic Pulse): fulmine.

[5] LPS (Lightning Protection System): impianto completo usato per ridurre il danno materiale dovuto alla fulminazione diretta della struttura contro gli effetti elettromagnetici della corrente di fulmine).

[6] Il rischio (R= N·P·L), definito dalla norma CEI EN 62305 come la probabile perdita media annua dovuta al fulmine in una struttura e in un servizio, dipende da:
· il numero annuo di fulmini che interessano la struttura (N);
· la probabilità che un fulmine che interessi la struttura provochi danno (P);
· l'ammontare medio della perdita conseguente (L).

[7] Tipo di danno D1.

[8] Si ricorda che il numero dei fulmini N_t, sia per le fulminazioni dirette che indirette e sia per le strutture che per le linee che alimentano i servizi interni alla stessa vale: $N_t = N$ [N anno·Km^2]·A. Dove A è:

- area di raccolta della struttura per fulminazione diretta: A_D;
- area di raccolta per fulmini vicino alla struttura: A_M
- area di raccolta per fulmini sul servizio (o linea) A_L;
- area di raccolta per fulmini vicino al servizio (o linea) A_I

[9] Numero di fulmini sulla linea vale: $N_L = N_G \cdot A_L \cdot C_I \cdot C_E \cdot C_T \cdot 10^{-6}$. Dove C_E e C_T sono rispettivamente il coefficiente che tiene conto del tipo di linea e il coefficiente ambientale della linea (coefficienti di incremento/riduzione delle aeree di raccolta).

[10] Si ricorda che gli LPS vengono scelti in funzione del livello di protezione LPL (Lightning Protection Level). Esistono quattro livelli di protezione (I^, II^, III^ e IV^); il livello di protezione più efficace è il livello I. La dimensione del lato della magliatura dell'impianto di captazione definisce in pratica la classe del LPS. Il numero di calate di un LPS non isolato non deve essere inferiore a due e le calate dovrebbero essere distribuite in maniera equidistante lungo il perimetro da proteggere.

[11] Le sorgenti di danno: S1, S3 e S2, S4 sono relative rispettivamente alle fulminazioni dirette della struttura e della linea entrante nella stessa e indirette sulla struttura e sulla linea afferente.

[12] N_D: Numero di eventi pericolosi dovuti alla fulminazione diretta della struttura - numero medio annuo atteso di eventi pericolosi dovuti alla fulminazione diretta della struttura
N_L: Numero di eventi pericolosi dovuti alla fulminazione diretta del servizio - numero medio annuo atteso di eventi pericolosi dovuti alla fulminazione diretta del servizio.

[13] Il livello di protezione U_p definisce la prestazione del SPD (che possono essere del tipo a commutazione ad esempio spinterometri, diodi controllati o a limitazione quali ad esempio i varistori e i diodi Zener) dal punto di vista della limitazione delle sovratensioni.

[14] Con U_w s'intende la tenuta a impulso dell'apparecchiatura da proteggere,

[15] Le tabelle e figure richiamate in questo contesto sono contenute nell'Allegato E.

Dossier

Paese che vai, spina che trovi!

Se tutto il mondo sembra gradualmente entrare in connessione, mettendo in relazione lingue, strumenti, vie di comunicazione e tecnologie completamente differenti tra loro, c'è ancora un settore nel quale la standardizzazione non sembra fare breccia: quello delle prese e delle spine elettriche.

Articolo tratto dal periodico IMQ Notizie n. 99 – dicembre 2013 – www.imq.it

Una diversità notevole che potrebbe anche non preoccuparci, se non quando ci troviamo a dover partire per l'estero o acquistare prodotti dall'estero.

Ecco dunque alcuni consigli utili.

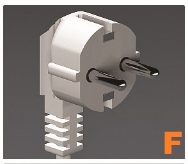

A


B


C


D


E


F


G

Vi siete mai chiesti quanti tipi di spine sono utilizzate nel mondo? Schuko, a lamelle piatte, all'inglese, a spinotti tondi... I tipi di spine ufficiali sono 14, etichettati a livello internazionale con le lettere dalla A alla N. Tuttavia ci sono paesi dove coesistono più tipi di spine e prese elettriche. L'Italia, per esempio, subisce l'influenza dell'Europa con la presa Schuko (segnata con la lettera F), la presa tripolare (lettera L) e infine la bipolare, contrassegnata dalla lettera C. In Gran Bretagna e in alcune sue vecchie colonie come Hong Kong, Kenya e Malesia, si utilizza la presa G. Le spine del mondo conservano anche stravaganze come quella francese e israeliana. La presa elettrica francese (lettera E) è costituita da due punte e un incavo, e quest'ultimo la contraddistingue rispetto alle altre spine del mondo. La lettera H è utilizzata solo in Israele, mentre in Nord America si utilizza la tradizionale presa B e, più raramente, la presa A.

Curiosità: due nazioni geograficamente distanti come l'Argentina e l'Australia si ritrovano a utilizzare la stessa presa elettrica, la presa I. Perché tutte queste differenze? La storia e i tentativi di standardizzazione li potrete leggere nel box nella pagina a fianco. Quel che invece ora ci interessa commentare sono due particolari occasioni nelle quali tali differenze vanno valutate attentamente: **quando si parte per un viaggio e quando si acquistano prodotti dall'estero.** Nel primo caso, se nella valigia volete infilare anche il phon o il caricabatterie, diventa importante informarsi sul tipo di presa in uso in quel paese e comprare dall'elettricista il relativo adattatore che vi permetterà di inserire la spina di un apparecchio in un tipo di presa diverso. Un altro aspetto di cui vi dovete preoccupare quando viaggiate è il tipo di tensione in uso. In Italia la rete elettrica opera a 230 volt e ovviamente tutti i nostri elettrodomestici sono costruiti per funzionare con questa tensione. All'estero si possono trovare anche tensioni diverse: ad esempio negli Stati Uniti la tensione è di 110/120 volt. Per evitare qualsiasi inconveniente nell'uso dell'elettricità, prima di partire vi consigliamo di procurarvi un trasformatore che permetterà di adattare la tensione della linea con quella di funzionamento dell'apparecchio. Assicuratevi inoltre che la potenza del trasformatore sia adeguata a quella dell'apparecchio utilizzatore. I piccoli apparecchi elettrici possono funzionare con un trasformatore di modesta potenza, mentre gli apparecchi che riscaldano, comprese le caffettiere

elettriche e gli asciugacapelli, necessitano di uno molto più potente. Se, una volta arrivati a destinazione, vi accorgete di aver dimenticato il trasformatore, non disperate. Cercate nel bagno una presa con la scritta "shave" oppure con il simbolo della rasatura: vi fornirà la tensione a 220V adatta per i carichi leggeri come rasoi, caricabatterie per videocamera/cellulare, radioline. Non utilizzatela invece per apparecchi ad alto consumo energetico come il phon: rischiereste di fare bruciare la presa. Il consiglio è anche quello di leggere attentamente l'etichetta del vostro apparecchio perché potrebbe essere stato costruito per funzionare anche con tensioni diverse rispetto ai 230 volt italiani. Infine accertatevi anche della frequenza di rete. In Italia è a 50 Hz. In altri paesi è a 60 Hz. In questo caso non potrete fare molto, ma per la maggior parte delle volte non comporta rischi (eccetto che per TV e videoregistratori). Attenzione infine anche agli acquisti fatti all'estero compresi quelli via Internet. Bisogna accertarsi sempre che siano compatibili con la nostra tensione in modo da poterli utilizzare in Italia senza problemi.

Le spine utilizzate in Italia: C, F e L

I paesi con il maggior numero di spine utilizzate: Giordania, Niger, Saint Vincent e Grenadines che utilizzando ben 6 tipi di spine

La spina meno utilizzata: H, in uso solo in Israele

Le spine più utilizzate: C(137paesi) e **F**(74paesi).

Le spine utilizzate in Europa: AUSTRIA: C e F; BELGIO: C ed E; BULGARIA C e F; CIPRO G; CROAZIA: C e F; DANIMARCA; C, F, E e K; ESTONIA C e F; FINLANDIA: C e F; FRANCIA: C e E; GERMANIA: C e F; GRECIA: C e F; IRLANDA: G; ITALIA: C, F, L; LETTONIA: C e F; LITUANIA: C e F; LUSSEMBURGO: C e F; MALTA: G; PAESI BASSI: C e F; POLONIA: C e E; PORTOGALLO: C e F; REGNO UNITO: G; REPUBBLICA CECA: C e E; ROMANIA: C e F; SLOVACCHIA: C e E; SLOVENIA: C e F; SPAGNA: C e F; SVEZIA: C e F; UNGHERIA: C e F.

LE SPINE NELL'INTEROPERABILITÀ

Cosa ci fa un tostapane collegato al bulbo di una lampadina?

Siamo ai primi del '900 e l'elettricità da qualche tempo ha fatto il suo ingresso anche nelle case. Inizialmente tutto passa dalle lampadine. La destinazione principale della corrente elettrica è infatti l'illuminazione della casa, e l'unico "attacco" disponibile è proprio quella della lampada.

Ma i tempi e il mercato evolvono in fretta e ben presto si impone l'esigenza di connessioni più appropriate. Una richiesta ben presto corrisposta grazie a un'invenzione di Harvey Hubbe che l'8 novembre 1904 vede accettato il brevetto per la sua *separable plug*, la presa elettrica singola.

Fu la prima. Pochi anni dopo, nel 1917, il catalogo dell'azienda di Hubbe comprende già 277 modelli di prese elettriche. E sebbene l'attacco alla lampadine rimane a lungo in voga, anche per il fatto che le tariffe dell'elettricità dedicata all'illuminazione risultano essere più economiche, gradualmente ogni paese inizia a fare uso di un proprio sistema presa-spina. Il proliferare di sistemi, porta in breve tempo alla necessità di una standardizzazione, soffocata però sul nascere da problemi decisamente più rilevanti: lo scoppio della seconda guerra mondiale. E quando l'argomento viene ripreso, ormai sembra essere troppo tardi per arrivare a una rapida soluzione.

Nel 1970, l'IEC, International Electrotechnical Commission, ci riprova, pubblicando il suo standard internazionale per una spina uni- versale (il modello identificato con "N"). Una proposta adottata ad oggi solo da Brasile e Sud Africa.

Si arriverà mai a una standardizzazione internazionale? Secondo l'IEC è improbabile che ci possa essere una svolta nel prossimo futuro. Centinaia di milioni di spine e prese sono stati installati: modificarle implicherebbe dei costi pressoché inaffrontabili da ogni paese. Ma le recenti tecnologie, quali la presa USB, le multiprese che possono ospitare spine differenti, i dispostivi LVDC (corrente continua a bassa tensione) o i meccanismi di ricarica wireless avranno un ruolo significativo.



ENERGIA

ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA PER LE RINNOVABILI

IL PICCOLO PRODUTTORE DI ENERGIA ACQUISTA UN RUOLO ALL'INTERNO DEL SISTEMA ELETTRICO GENERALE, FORTEMENTE CONDIZIONATO DALLA PRODUZIONE RINNOVABILE. L'ACCUMULO DI ENERGIA CONSENTE BENEFICI GENERALIZZATI. LE PROSPETTIVE TECNOLOGICHE E DI NORMATIVA DEI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTRICO.

Massimo Gozzi
Articolo tratto dal periodico RCI n. 10/2013

Il forte sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP, tipicamente fotovoltaico ed eolico) sul sistema elettrico nazionale nel suo complesso comincia a far sentire il suo effetto. E sempre di più si sentirà in futuro, sino a stravolgere l'attuale modo di concepire la produzione energetica. L'avvento delle FRNP comporta, in concreto e già da ora, alcune problematiche dovute all'aleatorietà delle fonti e al fatto che non è mai stata richiesta ai produttori energetici da rinnovabili la fornitura dei cosiddetti " servizi di rete" (uno di questi, ad esempio è l'obbligo, mai richiesto appunto, di disporre di sistemi di protezione regolati in modo da prevederne la permanenza in servizio nell'intervallo di frequenza 47,5 – 51,5 Hz).
In aggiunta le rinnovabili producono una forte influenza sul corretto funzionamento dei sistemi di protezione. A livello nazionale è noto l'aumento dei transiti di energia su sezioni critiche della rete primaria (in direzione Sud – Nord). Mentre a livello europeo si sono riscontrati problemi di regolazione che hanno diminuito l'inerzia del sistema elettrico, e con minore inerzia, le escursioni in frequenza aumentano. È interessante rilevare come la riduzione della capacità regolante (stime Terna: 25%-30% negli ultimi quattro anni) hanno comportato:

- un incremento dell'errore di previsione del carico da "bilanciare" in tempo reale (l'energia elettrica va utilizzata nel medesimo istante in cui viene prodotta);
- un incremento delle azioni di regolazione (riserva a salire e a scendere);
- la necessità di azioni rapide di bilanciamento per inseguire le rampe, realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione e tempi rapidi di riposta.

Le situazioni potenzialmente più critiche si presentano nei periodi diurni estivi (giorni di basso carico, per esempio le festività), con un forte apporto di fotovoltaico. Le difficoltà sono aumentate per le carenze infrastrutturali delle zone in cui le FRNP sono disponibili.

La funzionalità dei sistemi di storage

La questione principale è l'integrazione degli impianti ad energia rinnovabile con la rete generale. I sistemi di accumulo di energia elettrica aumentano la capacità di accoglimento delle FRNP da parte delle reti, evitando congestioni di linea dovute ad esse. Infatti, assorbono energia quando la produzione da FRNP supera la capacità di accettazione della rete. Inoltre reimmettono successivamente in rete l'energia da FRNP quando i vincoli tecnici risultano meno stringenti (ad esempio nelle ore di alto carico).
Questa funzione è di interesse per l'intero sistema elettrico nazionale, ma relativamente alla rete di distribuzione comporta il vantaggio di ridurre (o differire) gli interventi strutturali necessari ad

accettare la totalità delle richieste di connessione per impianti, con benefici anche sulle tempistiche richieste per l'accesso alla rete.
Le funzionalità più interessanti che i sistemi di accumulo (sovente chiamati di "storage") sono in grado di offrire possono essere classificate in base ai loro «requisiti» peculiari:

- funzionalità/prestazioni «in energia»: caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante con autonomia di alcune ore;
- funzionalità/prestazioni «in potenza»: caratterizzate dallo scambio di elevate potenze per tempi brevi (qualche minuto, decine di minuti) e tempi di risposta molto rapidi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi).

Le alternative tecnologiche

Pur esistendo differenti sistemi di accumulo di energia, di tipo idraulico (centrali di pompaggio) e di tipo meccanico (volani) in questa sede consideriamo soltanto sistemi di tipo elettrochimico, unici ad essere applicati alle tipologie impiantistiche dell'utenza (microgrid o residenziale). Inoltre per «sistema» di accumulo si fa riferimento non solo alle apparecchiature di stoccaggio ma al sistema nel suo complesso. In generale, un sistema di accumulo elettrochimico è infatti costituito da:

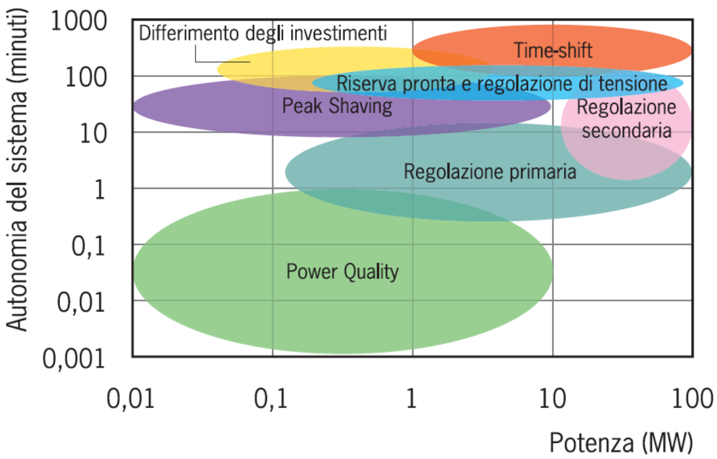


Figura 1

- apparecchiature elettromeccaniche per la connessione dei componenti del sistema di accumulo tra di loro e alla rete (cavi di potenza e segnale, apparecchiature di manovra e protezione, quadri elettrici, ecc.);
- apparecchiature per la conversione tra corrente alternata e continua: inverter con logiche di controllo sviluppate allo scopo sia di sfruttare al meglio le prestazioni fornite dalle batterie, in relazione all'esercizio richiesto e nel rispetto dei vincoli operativi e delle richieste dei gestori di rete;
- sistemi di controllo del parco batterie e dell'apparato di accumulo, al fine di verificare che i parametri di funzionamento della batteria rimangano all'interno dei limiti tecnici determinati dal costruttore e per individuare eventuali malfunzionamenti;
- sistemi di gestione del dispositivo di storage, ossia sistemi informatici di controllo del funzionamento dell'apparecchiatura di accumulo mediante opportuni algoritmi di gestione.

In generale, se inserito all'interno della rete un sistema di accumulo è chiamato a fornire in un dato istante di tempo un livello di potenza che dipende sia dal punto d'installazione nella rete elettrica, sia dalla tipologia di applicazione. I tempi di intervento e le

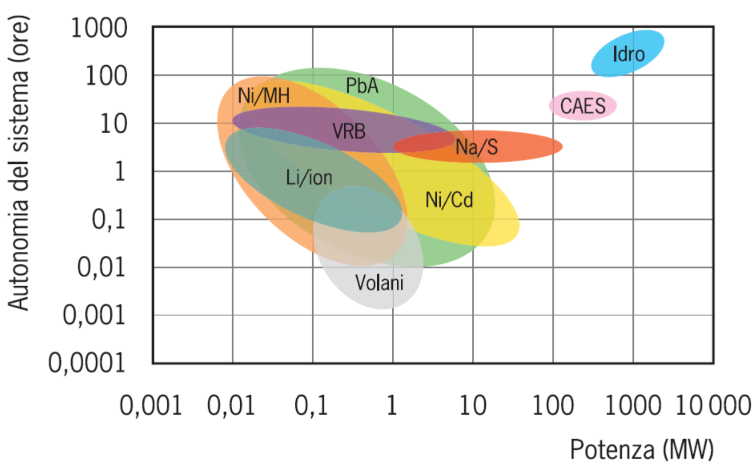


Figura 2

durate saranno differenti in funzione dell'applicazione da svolgere: le diverse applicazioni possono richiedere, infatti, autonomie molto differenti tra loro e che variano da qualche secondo a diverse ore. Per svolgere, ad esempio, le funzioni di spostamento temporale (timeshift) al sistema di accumulo sono richieste autonomie dell'ordine delle ore, mentre per svolgere le applicazioni di servizi di rete (power quality) i tempi tipici si riducono all'ordine dei secondi o dei minuti.
Individuata l'applicazione d'interesse, il dimensionamento dell'accumulatore di energia risulta dunque funzione della potenza ad esso richiesta e dell'autonomia che deve garantire (figura 1).
Sono disponibili a livello commerciale taglie tipiche delle diverse tecnologie di accumulo, occorre quindi valutare quali siano le tecnologie più adatte allo svolgimento delle diverse funzioni all'interno della rete (figura 2).

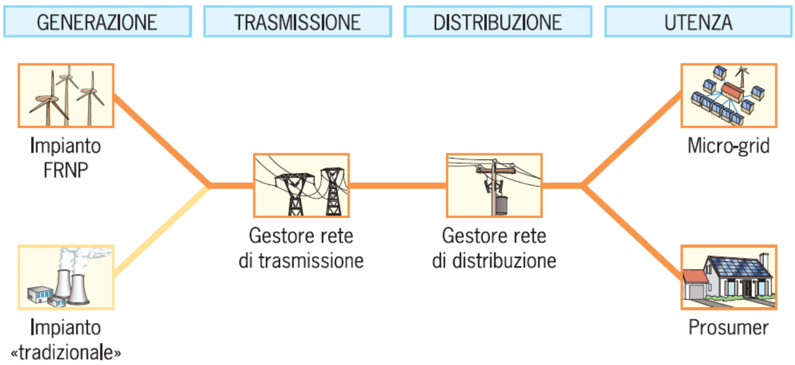


Figura 3

I soggetti interessati

Cercando di dare una panoramica più vasta, si può affermare che i sistemi di storage sono una soluzione tecnologica «trasversale» per il sistema elettrico nel suo complesso, si prestano infatti ad essere adottati da diversi attori del sistema, al fine di assolvere alle medesime (o diverse) funzionalità che essi sono in grado di erogare (figura 3).

In sintesi i soggetti interessati sono:

■ Generazione: impianti fotovoltaici ed eolici di taglia commerciale/industriale (potenza superiore a 20 kW) e utility-scale (potenza superiore a 1 MW) nonché gli impianti tradizionali (centrali elettriche).

■ Trasmissione: Transmission System Operator nazionale, in Italia Terna

■ Distribuzione: soggetti che hanno in concessione il servizio di distribuzione dell'energia elettrica in Italia, che al 2012 risultano 142.

■ Utenza, suddivisibile in:

- microgrid, ovvero piccole reti private (ad esempio utenze industriali, ospedali, centri commerciali, ecc.) la cui rete (potenzialmente operata in isola) alimenta i propri carichi con FRNP.
- prosumer, ovvero i produttori-consumatori di energia dotati di un impianto FRNP (tipicamente fotovoltaico) di taglia residenziale (P ≤ 20 kW) il cui fine principale è l'auto-consumo.

In tabella 1 vediamo la rilevanza dello storage per i diversi attori.

Esistono comunque funzionalità trasversali che interessano tutti i soggetti del sistema elettrico, come ad esempio i servizi di rete (Inerzia sintetica, Regolazione Primaria e Regolazione di tensione).
Esiste inoltre una certa "somiglianza" tra coppie di attori:

- micro-grid e prosumer: le funzionalità interessanti sono sostanzialmente le medesime, a meno di due eccezioni, legate alla maggior dimensione (regolazione secondaria e terziaria) ed alla maggiore "criticità" dei carichi (qualità della tensione) per la microgrid rispetto al prosumer;
- gestori della rete di trasmissione e distribuzione, i quali presentano svariate analogie, e differiscono rispetto alle funzionalità necessarie solo in virtù del differente ruolo attribuito nell'ambito dell'esercizio del sistema elettrico (non interessanti in questa sede).

Attore/Funzionalità in potenza	Impianto FRNP	Gestore rete di trasmissione	Gestore rete di distribuzione	Micro-grid	Prosumer
Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione		X			
Inerzia sintetica	X	X	X	X	X
Regolazione primaria (frequenza)	X	X	X	X	X
Regolazione secondaria e terziaria (frequenza-potenza)	X	X	X	X	
Bilanciamento in tempo reale		X	X		
Regolazione tensione	X	X	X	X	X
Qualità della tensione (backup in CS o in CP)			X	X	
Continuità del servizio (backup in CS o in CP)			X	X	X

Normativa in vigore

L'attuale quadro normativo e regolatorio nazionale può essere sintetizzato in:

- linee-guida: provvedimenti rivolti per ora esclusivamente ai "soggetti regolati" (quindi i principali attori come le società elettriche, ma non l'utente) che definiscono il ruolo dello storage nel sistema elettrico, e più in particolare nelle reti di trasmissione, sancendo i principi cardine del relativo impiego;
- meccanismi incentivanti: provvedimenti diretti esplicitamente a supportare l'adozione dei sistemi di storage;
- provvedimenti correlati: principali iniziative intraprese dal Legislatore che, pur non essendo direttamente rivolte ai sistemi di storage, possono avere comunque un'influenza sull'adozione degli stessi.

Proprio nell'ambito di questi ultimi troviamo elementi di interesse relativi alle micro grid ed ai prosumer, che come detto sono i soggetti rilevanti in questa sede:

■ Regole Tecniche di Connessione AT, MT e BT (A.17, A.68, CEI 0-16, CEI 0-21), che contengono alcune funzioni «innovative» per le fonti rinnovabili alcune delle quali possono essere realizzate anche mediante l'adozione di un sistema di accumulo (figura 4), opportunamente dimensionato per massimizzare la produzione totale dell'impianto:

- limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza (LFSM-O);
- sistemi di protezione con soglie larghe, sblocco voltmetrico (MT), segnale di telescatto;
- LVRT & OVRT;
- limitazione della generazione distribuita su comando del gestore della rete;
- regolazione di tensione;
- sostegno alla tensione durante un cortocircuito (MT, allo studio);
- aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza (MT, allo studio).

■ Delibera ARG/elt 160/2011, che prevede una generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema. Tale revisione potrà abilitare nuove possibilità per gli impianti FRNP (servizi di rete), da implementare anche attraverso l'utilizzo di sistemi di storage.

■ Decreto ministeriale 5 Luglio 2012 («Quinto Conto Energia»), che sancisce che l'Autorità per l'energia provveda a definire le modalità con le quali i soggetti responsabili di impianti fotovoltaici possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza.

Quasi tutte le funzionalità che i sistemi di storage sono in grado di erogare ricadono potenzialmente all'interno del "perimetro" normativo-regolatorio che governa il sistema elettrico.

Conclusioni

Constatata la tendenza della normativa a premiare e valorizzare gli impianti fotovoltaici piccoli (sotto i 20 kW), in futuro si dovrà pensare necessariamente ad uno sviluppo dei sistemi di accumulo. Infatti tali soggetti produttori di energia, numericamente rilevanti, potranno contribuire proprio grazie a questi sistemi al buon funzionamento anche della rete elettrica generale. L'attuale situazione responsabilizza infatti solo parzialmente i titolari di impianti di energie rinnovabili non programmabili, nel senso che non richiede l'obbligo di fornire servizi di rete; una disciplina più «innovativa» del mercato potrebbe prevedere questa eventualità.
E' quindi ragionevole pensare ad uno sviluppo delle applicazione di accumulo elettrico diffuso, fruendo anche della evoluzione tecnologica in corso.

Focus: Aggiornamento normativo

Norme Cei	Pubblicate nel mese di dicembre le varianti alle Norme Cei 0-16 e Cei 0-21 che introducono, tra l'altro, le prescrizioni tecniche relative ai sistemi di accumulo. La variante V1 alla Norma Cei 0-16 è scaricabile gratuitamente sul sito del Cei. La variante V2 alla Norma Cei 0-21 è scaricabile gratuitamente sul sito del Cei.
Inchiesta pubblica	Il 31 gennaio è il termine fissato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per inviare le osservazioni relativamente al Documento per la consultazione 613/2013/R/EE "Prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo – orientamenti". Il documento riporta gli orientamenti dell'Autorità per definire, in sede di prima applicazione, le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo, nonché le misure dell'energia elettrica ulteriori eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali in presenza di sistemi di accumulo
GSE	Impianti incentivati dal GSE: interventi di modifica della configurazione impiantistica mediante installazione di sistemi di accumulo. Con un comunicato pubblicato sul sito del GSE lo scorso 20 settembre 2013 il gestore informa che "*nelle more della definizione e della completa attuazione del quadro normativo e delle regole applicative del GSE per l'utilizzo dei dispositivi di accumulo, ai fini della corretta erogazione degli incentivi, non è consentita alcuna variazione di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi dell'energia prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto, come ad esempio la ricarica dei sistemi di accumulo tramite l'energia elettrica prelevata dalla rete*".

a cura di Antonello Greco.

TECNICA

FARE LUCE SULLA SEGNALAZIONE

Per. Ind. Roberto Acciarri - Formazione Tecnica

Importanti novità riguardanti i cartelli e i pittogrammi segnaletici per la sicurezza sono arrivate ad ottobre 2012, quando è stata recepita e pubblicata, da parte dell'UNI, la normativa riguardante i segni grafici - colori e segnali di sicurezza - UNI EN ISO 7010 (basata anche sulle precedenti ISO 3864-x).

Contestualmente l'ente UNI ritira alcune normative relative ai segni grafici esistenti e nel giugno 2013, relativamente alle vie di esodo, ritira tutta o quasi la serie UNI 7546-x.

Rimangono validi i segnali descritti e riportati nell'allegato XXV del Decreto Legislativo 81/08, pur senza un rimando ad una norma tecnica. Volendo fare delle considerazioni, i segni grafici riportati nella UNI EN ISO 7010 sono graficamente differenti rispetto ai segni grafici del decreto 81/08, ma sono attualmente gli unici a norma e conformi a parametri aventi una base tecnica e ponderata. Si tratta di una differenza puramente grafica, che fa comunque comprendere sia il senso che la finalità.

A Settembre 2013 con l'uscita della nuova EN 1838 per l'illuminazione e la segnalazione di emergenza, questa differenza viene maggiormente accentuata, perché all'interno della suddetta normativa si fa riferimento alla ISO 7010 in merito ai segni grafici dei prodotti di segnalazione.



Orion - Visibilità 32m

Sebbene lo stesso Decreto Legislativo (D.Lgs. 81/08) preveda che i pittogrammi possano differire dalle figure riportate, purché il significato sia equivalente e non equivoco, si percepisce ancora una certa perplessità nell'utilizzo di questi "nuovi" pittogrammi e prodotti di segnalazione con questo tipo di segni grafici. (Si rimanda al decreto per maggiori approfondimenti - Allegato XXV – Art. 1.3).

Dopo varie richieste il Ministero del Lavoro e delle politiche sociali nel mese di luglio 2013 si è espresso in merito con una circolare in cui si asserisce che i pittogrammi della Norma UNI EN ISO 7010 sono equivalenti ai simboli grafici presenti nell'allegato XXV.

La Circolare del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, riguardante i chiarimenti in merito ai pittogrammi conformi al D.Lgs 81/2008 e alla UNI EN ISO 7010 è scaricabile al seguente link:
http://www.lavoro.gov.it/SicurezzaLavoro/Documents/20130716_CIRC_30.pdf

Dalle Norme

English for electricians & Co.



Lemmi e sigle in lingua inglese, diffuse dalle norme tecniche.

Antonello Greco.

Sempre più spesso le norme tecniche si arricchiscono di nuovi termini che derivano dalla lingua inglese, merito della standardizzazione delle norme a livello internazionale.

Il motivo di questa piccola rubrica? Cercare di rendere familiari le nuove sigle ed i lemmi che stanno divenendo linguaggio comune e che sempre più spesso ritroviamo nelle definizioni normative delle nostre norme tecniche … nella speranza di rendere più agevole il nostro mestiere.

La prima sigla che voglio proporvi è **BMS** acronimo di **Battery Management System.**
Secondo quanto indicato all'articolo 3.61 bis della Norma Cei 0-21:2012-06 è il sistema di controllo delle batterie e dei convertitori.

Alla prossima.

TECNICA

GUIDA CEI 81-27

INSTALLAZIONE DI SPD SULLA LINEA ELETTRICA DI ALIMENTAZIONE ENTRANTE IN UN EDIFICIO O IN UNA STRUTTURA

Claudio Brazzola: LP Local Training & Technical Committee Manager ABB S.p.A. - ABB SACE Division
Articolo tratto dal periodico Day by DIN di ABB S.p.A. - n. 3|13



Premessa
La norma CEI 0-21, ovvero le regole tecniche di connessione per gli utenti BT, prevede tra le caratteristiche della rete BT delle aziende di distribuzione dell'energia elettrica (in seguito denominate semplicemente: distributori) anche la protezione contro le sovratensioni (articolo 5.1.5).
L'applicazione di questa specifica è stata rimandata al momento in cui sarebbe stata resa disponibile la Guida CEI che definisce le modalità di individuazione dei casi in cui è necessario

coinvolgere il distributore ai fini della protezione contro le scariche atmosferiche. Da qui l'importanza di questa nuova Guida CEI 81-27.

Scopo

La guida comprende:

- Criteri per individuare i punti di connessione ove è necessario installare gli SPD sulla linea elettrica.
- Modalità di scelta degli SPD idonei alla protezione.
- Criteri d'installazione degli SPD.

È importante sottolineare che, oltre ai casi in cui deve installare SPD sulla propria linea su richiesta dell'utente e previo accordo fra le parti, il distributore potrà anche inserire, a monte del contatore, SPD con caratteristiche concordate con l'utente, anche nei casi non obbligati da questa Guida.
In pratica questa Guida, che va usata in aggiunta alle nome CEI 64-8 e CEI 81-10, stabilisce i criteri di scelta e di installazione degli SPD a protezione della linea elettrica entrante.
Dal momento che lo scopo principale di questi SPD è ridurre il rischio di perdita di vite umane a seguito di incendio dovuto alle scariche della corrente che raggiunge la struttura attraverso la linea elettrica entrante, si prevedono due diverse configurazioni a cui corrispondono due diverse modalità installative degli stessi SPD:

- Il contatore nel punto di consegna si trova all'interno della struttura da proteggere: allora è chiaro che una scarica all'interno del contatore può innescare l'incendio di tutta la struttura, in questo caso gli SPD devono essere installati a monte del contatore.
- Il contatore nel punto di consegna si trova lontano dalla struttura, ad esempio sul confine della proprietà; in questo caso si richiede di installare gli SPD all'ingresso della struttura e quindi a valle del contatore; installarli a monte del contatore non comporterebbe alcun vantaggio e richiederebbe all'utente di far arrivare un conduttore di protezione fino al confine della proprietà.

In entrambi i casi, essendo il rischio causato dalla corrente che arriva a casa dell'utente attraverso la linea del distributore, è quest'ultimo che deve provvedere ad installare gli SPD.
Nel primo caso la grossa novità è che si collegano SPD a monte del contatore, nel secondo caso che il distributore deve installare SPD sull'impianto dell'utente.
La guida prevede anche che, in una configurazione come quella del primo caso ma in assenza di rischio di fulminazione della linea elettrica entrante, è data facoltà agli utenti di chiedere al distributore di installare a proprie spese SPD a monte del contatore, come completamento di un sistema di protezione per fulminazione diretta della struttura.

Necessità della protezione

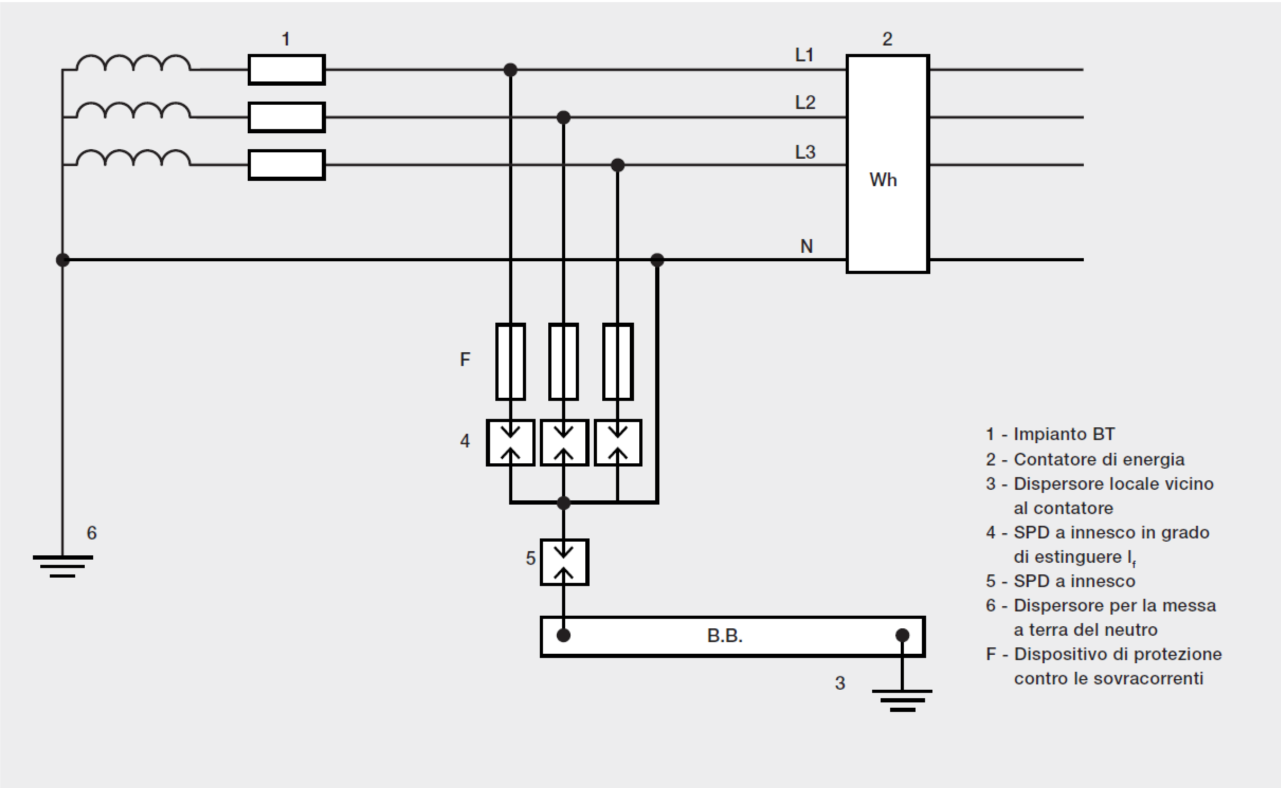
La linea elettrica entrante, che è il tramite del rischio, può essere:

- una linea area in conduttori nudi,
- un cavo aereo,
- un cavo interrato,
- una combinazione dei casi precedenti.

La lunghezza di questa linea contribuisce, insieme alla sua ubicazione e ai valori medi di fulmini a terra, alla valutazione della necessità di protezione.
La lunghezza della linea si misura convenzionalmente a partire dal nodo fino al contatore, dove per nodo si intende un punto della linea elettrica a valle del quale si hanno almeno due linee elettriche separate.
In conformità alla norma CEI 81-10/2, la necessità si può determinare in maniera molto semplice calcolando il valore L di lunghezza limite oltre il quale gli SPD sono obbligatori:

$$L = \frac{2500}{c_e \times c_i \times N_t}$$

Dove i coefficienti a denominatore tengono conto dell'ubicazione (ce), del tipo di linea (ci) e del numero di fulmini al suolo (Nt).
A titolo esemplificativo la lunghezza limite per una linea interrata (ci=0,5) in area suburbana (ce=0,5) con una densità bassa di fulmini al suolo (Nt=1,5) è di ben 6,6 km rendendo quindi spesso non necessario l'uso di SPD. Diventa di soli 0,625 km in caso di linea area (ci=1) in area rurale (ce=1) con una densità alta di fulmini al suolo (Nt=4): in questi casi, in pratica, gli SPD sono quasi sempre obbligatori.



Nota: Se gli SPD sono in grado di interrompere la corrente susseguente le protezioni OCPD1 e OCPD2 non sono necessarie, diversamente vanno coordinate.

Gli SPD
Gli SPD devono essere conformi alla norma CEI EN 61643-11, che definisce le caratteristiche richieste da questa Guida.
Questi i relativi requisiti:

- Gli SPD dovranno essere in classe di prova Tipo 1 (scaricano quota parte della corrente di fulmine).
- La corrente a impulso I_{imp} dovrà essere di almeno 10 kA per ciascuno modo di protezione
- Il livello di protezione Up non dovrà superare i 2,5 kV (apparecchiature in categoria II).
- La tensione max continuativa Uc dovrà essere almeno il 10% maggiore della tensione nominale della linea se gli SPD sono provati contro le TOV, oppure almeno il 45%.
- Non devono avere corrente residua IPE, ovvero devono essere di tipo "switching" Gli SPD inoltre devono essere in grado di interrompere la corrente susseguente che arriva dalla linea, altrimenti occorre una protezione di sovracorrente coordinata con l'SPD.

Gli SPD devono essere installati secondo lo schema di connessione “C” definito nella norma CEI 64-8. L’SPD 4a, dovendo portare la somma delle correnti che arrivano dalle tre fasi e dal neutro, dovrà avere una Iimp non inferiore a 40 kA.
La barra di equipotenzialità a cui sono collegati gli SPD a monte del contatore dovrà avere un suo dispersore locale e dovrà essere collegata equipotenzialmente al sistema di messa a terra della struttura dell’utente. Se i dispersori dell’utente sono ubicati vicino al contatore non è necessario il dispersore locale.
Quando il distributore dovrà installare un dispersore locale, è dovere dell’utente rendere disponibile il collegamento equipotenziale.

Gli obblighi del distributore
Il gestore elettrico deve riportare e mantenere nella propria documentazione i parametri utilizzati nel calcolo della lunghezza limite, la lunghezza della linea, la tipologia degli SPD installati, la modalità di installazione, le caratteristiche del dispersore e la verifica di collegamento tra SPD, barra di equipotenzializzazione e dispersore.
Almeno ogni 5 anni il distributore dovrà verificare l’efficacia della protezione mediante una ispezione visiva degli SPD (involucro, segnali di fine vita ecc) e una misura per verificare la continuità del collegamento tra SPD barra e dispersore.
Il risultato della verifica andrà documentato e conservato nella documentazione.
Tutte le irregolarità riscontrate dovranno essere risolte, lasciando traccia nella documentazione dei lavori di manutenzione effettuati.



FORMAZIONE

ROADSHOW SMART EVOLUTION

NORME, TECNOLOGIE E SOLUZIONI PER INFRASTRUTTURE DI ULTIMA GENERAZIONE
TERZO APPUNTAMENTO A TORINO, 11 FEBBRAIO 2014

CEI – Relazioni Esterne - Ufficio Stampa

Innovazione ed evoluzione, aggiornamenti normativi e nuove tecnologie saranno protagonisti del Roadshow "Smart Evolution" che Emerson Network Power propone in collaborazione con CEI.

Milano, 14 gennaio 2014 - Emerson Network Power, in collaborazione con CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano – e con il patrocinio dell'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta – IRPAIES, fornisce un'importante occasione di aggiornamento, dibattito e confronto dedicata a tutti coloro che progettano, realizzano e gestiscono infrastrutture critiche e che si trovano ad operare in un contesto, sia socio-economico che tecnologico, in continua evoluzione.
In qualsiasi settore (dalla sanità ai trasporti, agli istituti di credito, ai data center) la gestione delle infrastrutture richiede di coniugare le esigenze di qualità e disponibilità con quelle di efficienza e riduzione dei costi di esercizio. Per analizzare le opzioni tecnologiche disponibili, volte alla realizzazione di una "Smart Evolution", è necessario che tutte le parti coinvolte nella conduzione del processo acquisiscano la consapevolezza dei vincoli normativi e dello stato dell'arte.
Il terzo appuntamento del Roadshow, iniziato nel 2013, si svolgerà a Torino l'11 febbraio 2014 all'Environment Park, in via Livorno 60.
La mezza giornata formativa si aprirà con una relazione del Prof. Giuseppe Cafaro, docente CEI, che si soffermerà sugli aspetti elettroenergetici degli impianti di termo condizionamento, con una panoramica sulla continuità e qualità del servizio.
Il secondo intervento di Claudio Rossetto, Consulting & Support Engineer di Emerson Network Power, verterà sulle nuove tecnologie per il condizionamento dinamico dei data center.
La terza relazione, tenuta dall'ing. Bua, è dedicata ai nuovi standard qualitativi, relativi all'energia sia in termini di affidabilità e disponibilità che in relazione alle ultime novità normative.
Nel quarto intervento Lodovico Piermattei di Emerson Network Power illustrerà le nuove tecnologie e tendenze, dalla progettazione fino alla manutenzione, in materia di power protection.
La quinta e ultima relazione, dell'ing. Pagani, si soffermerà sulle linee guida per la realizzazione di sistemi informatici di infrastrutture critiche che richiedono la certificazione di conformità e i ruoli di coordinamento.
La partecipazione è gratuita, previa registrazione e fino ad esaurimento dei posti disponibili.
E' possibile iscriversi on line compilando la scheda dal sito CEI www.ceiweb.it alla voce Eventi – Seminari e Altri Convegni o via e-mail entro il 10/2/2014 a: cornali@ceiweb.it

EMERSON Network Power

In collaborazione con: COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO

Smart **Evolution**

Norme, tecnologie e soluzioni per infrastrutture di ultima generazione

Martedì **11 febbraio 2014**
dalle ore 9,00 alle ore 12,30
Environment Park/Sala Auditorium Kyoto
Via Livorno 60 – Torino

Con il patrocinio di: UNAE PIEMONTE E VALLE D'AOSTA IRPAIES

EMERSON
Network Power

Smart Evolution

Norme, tecnologie e soluzioni per infrastrutture di ultima generazione

Progettare, realizzare e gestire infrastrutture significa coniugare le esigenze di qualità e disponibilità con quelle di efficienza e riduzione dei costi di esercizio. Si tratta di un compromesso tecnico-economico non sempre facile da raggiungere, soprattutto in un contesto mutevole che richiede un'infrastruttura che si adatti alle esigenze del business in continua evoluzione.

Per valutare le opzioni tecnologiche necessarie a realizzare una "**Smart Evolution**", è fondamentale che tutti i soggetti coinvolti nella gestione del processo acquisiscano la consapevolezza dei vincoli normativi e dello stato dell'arte.

Dall'attenzione a queste tematiche nasce una serie di incontri che **Emerson Network Power** propone in collaborazione con **CEI** nelle principali città italiane.
Il programma prevede due interventi specialistici a cura di esperti del CEI che approfondiranno le novità tecniche introdotte dalle guide e dalle più recenti norme CEI.
Seguirà una panoramica sulle più recenti tecnologie e tendenze in campo di **power protection** e **condizionamento tecnologico**, con particolare attenzione al tema dell'efficienza energetica e dei servizi di manutenzione proattiva.

Programma

- Ore **9.00** *Registrazione partecipanti*
- Ore **9.15** *Benvenuto e apertura dei lavori*
- Ore **9.30** **Efficienza energetica nelle strutture critiche: il termo condizionamento**
  Giuseppe Cafaro - Docente CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano
- Ore **10.00** **Le nuove tecnologie per il condizionamento dinamico del data center**
  Claudio Rossetto - Emerson Network Power
- Ore **10.30** **Affidabilità e disponibilità: norme tecniche e stato dell'arte**
  Franco Bua - Docente CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano
- Ore **11.00** *Coffee break*
- Ore **11.30** **Dalla progettazione alla manutenzione: le nuove tendenze nella power protection**
  Lodovico Piermattei - Emerson Network Power
- Ore **12.00** **Linee guida per la realizzazione di sistemi informativi di infrastrutture critiche che richiedono la certificazione di conformità e i ruoli di coordinamento**
  Guido Pagani - Banca d'Italia - Ingegnere Direttore Superiore
- Ore **12.30** *Domande e chiusura dei lavori*

EMERSON
Network Power

Scheda di adesione

Cognome ______________________ Nome ______________________

Ruolo ______________________

Azienda/Società/Ente ______________________

Via ______________________

Città ______________________ Cap __________ Prov __________

Tel ______________________ Fax ______________________

E-mail ______________________

Autorizzo CEI e Emerson Network Power Italia S.r.l. all'inserimento dei miei dati in archivi per l'invio di materiale informativo o promozionale e offerte commerciali. In ogni momento a norma del DDL 196/2003 potrò avere accesso ai miei dati, chiederne la modifica o la cancellazione oppure oppormi al loro utilizzo scrivendo direttamente a relazioniesterne@ceiweb.it.

Firma ______________________

E' possibile iscriversi inviando la scheda via e-mail (**cornali@ceiweb.it**) o via fax (**02 21006210**)

Per informazioni: **CEI** per **Emerson Network Power** - Andrea Cornali- **Tel. 02 21006.313**

La partecipazione è gratuita previa registrazione, fino ad esaurimento dei posti disponibili

In collaborazione con:

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO

UNAE Notiziario Aiel Irpaies

45° anno

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti



Valore nominale di una grandezza

valore arrotondato o approssimato di una grandezza caratteristica di uno strumento di misura o di un sistema di misura, che serve da guida per un uso idoneo.

ANNO XLV

N. 2 – MARZO/APRILE 2014

Editoriale

Il numero odierno del Notiziario AIEL IRPAIES si apre con alcune considerazioni sui sistemi di accumulo, nel quale ho voluto riassumere lo stato dell'arte di questo argomento che continua a destare molto interesse fra gli addetti al lavoro.
Ricorderete che già nel numero 1 avevamo introdotto l'argomento, sollecitati dalle richieste di molti installatori.
Il motivo di tanto interesse è legato alla fine dell'incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica (il cosiddetto Conto Energia) e dall'auspicio espresso da molti produttori, di un possibile incentivo per l'accumulo, sull'esempio di quanto avviene in Germania e in California.
Nel frattempo si è chiusa la consultazione dell'AEEGSI - Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico contenente i primi orientamenti circa le condizioni tecniche ed economiche per la connessione di questi sistemi alla rete elettrica di distribuzione.
Ad oggi la delibera non è ancora stata pubblicata. Probabilmente dovremmo attendere ancora qualche settimana per conoscere quali saranno le condizioni approvate dall'Autorità.
Il secondo argomento che affrontiamo è quello relativo ai lavori elettrici. Il dossier predisposto dalla Segreteria Tecnica prende spunto dalla pubblicazione della quarta edizione della Norma Cei 11-27. Chi fosse interessato trova sul nostro sito il programma aggiornato dei corsi di formazione (www.unae.it)
In ultimo parliamo di alcune iniziative portate a termine dai nostri Albi regionali e due interessanti incontri tecnici che si svolgeranno nelle prossime settimane.
Non mi resta che salutarvi augurandovi una buona lettura e buon lavoro.

Antonello Greco.

Notiziario AIEL IRPAIES

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107
del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino
Direttore Responsabile: Antonello Greco
Chiuso in redazione il 7 aprile 2014
Distribuito gratuitamente su: **www.unae.it**
Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta
Presidente: Antonio Serafini
Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino
Tel. 011 746897 – fax. 011 3819650
Codice Fiscale 80099330013
Partita IVA 07651840014
e-mail: **info@unae-irpaies.it**
Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail comunicando il proprio indirizzo a: **info@unae-irpaies.it**
Ai sensi del D.lgs 196/2003 l'editore garantisce la massima riservatezza nell'utilizzo della propria banca dati con finalità di invio del periodico. Ai sensi dell'art. 7 ai suddetti destinatari è data la facoltà di esercitare il diritto di cancellazione o rettifica dei dati ad essi riferiti.
Informativa conforme all'art. 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - L.675/96).
Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione.
Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Per informazioni scrivere a: **info@unae-irpaies.it**

Indice

In copertina

Fotografia: Protezione di massima corrente di Cabina Primaria per linea MT.
Definizione: Norma Cei Uni 70099:2010-04 "Vocabolario Internazionale di Metrologia - Concetti fondamentali e generali e termini correlati (VIM)"

ATTUALITÀ

PRIME CONSIDERAZIONI SUI SISTEMI DI ACCUMULO PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Antonello Greco.

Antefatto

Con la fine del programma di incentivazione degli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica (noto con il nome di Conto Energia), l'interesse per l'installazione di questa tecnologia ha vissuto, necessariamente, un stop.

Oggi si realizzano impianti fotovoltaici principalmente per assolvere all'obbligo d'integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici ai sensi dell'articolo 11 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n.28.

Recentemente, però, sta crescendo l'interesse del settore a seguito del possibile utilizzo dei sistemi di accumulo abbinati alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per aumentare l'autoconsumo (ovvero la quota di energia prodotta e consumata in loco senza prelievo dalla rete). Il motivo deriva essenzialmente da due fattori: il primo riguarda la possibilità di istituire incentivi ad hoc (come nel caso della Germania e della California); il secondo riguarda la possibilità di incrementare i guadagni/risparmi ottenibili grazie all'utilizzo di questa tecnologia.

Le previsioni ANIE Energia

Secondo una recente indagine di ANIE Energia "*il 2015 sarà l'anno del rilancio del settore elettrico, con i sistemi di accumulo a fare da traino. ANIE Energia prevede infatti per il prossimo anno incrementi di fatturato interno fino al 20% rispetto al 2013, dopo un 2014 ancora a due marce: una prima metà faticosa e una seconda metà nella quale si intravedono segnali di ripresa*".

In particolare, il campione analizzato prevede un incremento di fatturato nel 2015 stimato fino al 20% per i sistemi di accumulo stazionari e del 10% per gli inverter integrati con sistemi di accumulo.

Ricordo, inoltre, che in un altro studio, ANIE ha analizzato i benefici potenziali dei sistemi di accumulo per gli utenti domestici e per piccoli utenti commerciali. Questi possono essere riassunti in:

- Riduzione della capacità termoelettrica;
- Migliore programmabilità della generazione distribuita;
- Riduzione delle perdite;
- Riduzione modulazione impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili;
- Differimento degli investimenti di rete;
- Riduzione delle interruzioni;
- Riduzioni delle emissioni di CO_2.

Il Decreto 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia), inoltre, prevedeva che l'Autorità per l'energia potesse definire le modalità con le quali utilizzare dispositivi di accumulo al fine di migliorare la

gestione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, nonché per immagazzinarla nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza.
Anche l'Unione europea è intervenuta sull'argomento con una comunicazione del 2012 nella quale si afferma che l'accumulo elettrico è una tecnologia prioritaria per lo sviluppo del Sistema Elettrico Europeo al 2020 ("Energie Rinnovabili: un maggior ruolo nel mercato energetico europeo").

L'aut aut del GSE

Proprio per evitare comportamenti speculativi, il 20 settembre 2013 il GSE – Gestore Servizi Energetici ha emanato un comunicato relativo alla possibilità d'installazione di sistemi di accumulo su impianti già ammessi agli incentivi.
Il comunicato recita: "*Nelle more della definizione e della completa attuazione del quadro normativo e delle regole applicative del GSE per l'utilizzo dei dispositivi di accumulo, ai fini della corretta erogazione degli incentivi, non è consentita alcuna variazione di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi dell'energia prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto, come ad esempio la ricarica dei sistemi di accumulo tramite l'energia elettrica prelevata dalla rete*".

Le regole tecniche del CEI

Una prima risposta è arrivata nel mese di dicembre. Infatti, al fine di evidenziare le diverse modalità e configurazioni secondo cui possono essere installati i sistemi di accumulo presso un impianto di produzione di energia elettrica, il Cei ha provveduto ad aggiornare le regole tecniche di connessione, Norme Cei 0-16 e Cei 0-21.
Con le due varianti vengono definiti gli schemi di installazione delle apparecchiature di misura nel caso in cui si renda necessario misurare separatamente l'energia elettrica prodotta dagli altri gruppi di generazione di energia elettrica e l'energia elettrica prelevata, accumulata, rilasciata e nuovamente immessa in rete dai sistemi di accumulo.
L'aggiornamento normativo è, dunque, preliminare agli interventi regolatori che saranno messi in atto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le disposizioni dell'AEEGSI

Il 31 gennaio scorso, l'AEEGSI - Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (già AEEG – Autorità per l'energia elettrica e il gas), ha chiuso la consultazione del documento 613/2013/R/eel. Scopo della consultazione era quello di rispondere ai quesiti giunti da parte di alcuni soggetti che stanno iniziando a installare sistemi di accumulo diversi dai pompaggi (sistemi di accumulo elettrochimici). Questi sistemi, come ricorda la premessa al documento, possono essere connessi alla rete elettrica tramite un punto di connessione non condiviso con altri impianti di produzione o consumo oppure presso un centro di consumo oppure presso un impianto di produzione di energia elettrica; in quest'ultimo caso, i sistemi di accumulo possono essere installati secondo modalità e configurazioni diverse.
Si prefigge, quindi, l'obiettivo di formulare gli orientamenti e le prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo. Secondo quanto indicato nel documento per la consultazione, i sistemi di accumulo:

- sono assoggettati alle condizioni tecniche ed economiche del TICA (assimilati a impianti di produzione alimentati da fonti tradizionali);
- ai fini del dispacciamento, sono equiparati ad impianti di pompaggio (unità di produzione programmabili);
- non sono compatibili con gli incentivi del Primo Conto Energia (impianti fotovoltaici con potenza fino a 20 kW).

I Sistemi di accumulo

Un primo approccio alle tecnologie è stato pubblicato sul pubblicato sul numero 1 del nostro Notiziario (“Energia: accumulo di energia elettrica per le rinnovabili” da pagina 14).

Riepiloghiamo brevemente quali sono i dati significativa da tenere in considerazione quando si valuta un sistema di accumulo.

Per le applicazioni abbinate alle fonti rinnovabili, il sistema di accumulo è effettuato con accumulatori elettrochimici. Per questi è necessario conoscere: la capacità nominale delle batterie (espressa in Ah o Wh), lo stato di carica (o State of Change - SoC), la profondità di scarica (Depth of Dischange – DoD), la vita utile o ciclo di carica/scarica equivalente e il rendimento di carica/scarica.

A proposito di cicli di carica/scarica passiamo dai circa 1.000 ÷ 1.500 della batterie al Piombo-Acido a DoD 80%, fino a circa 5.000 cicli per le nuove batterie a Ioni di Litio (Li-ion).

Le batterie al Sodio-Nichel (il cui campo di utilizzo varia da pochi kWh a decine di MWh), è necessario tenere conto che la temperatura di esercizio è di 250 ÷ 300° C, come per le batterie al Sodio-Zolfo (270 ÷ 340° C). Per accumuli di grandi potenza sono disponibili anche le batterie a flusso ovvero al Vanadio-Redox.

Dal punto di vista delle applicazioni, i sistemi di accumulo possono essere:

- Energy Intensive, per disponibilità di energia di alcune ore;
- Power Intensive, per disponibilità in potenza, ovvero storage per alcuni minuti oppure alcuni secondi (power quality).

Per lo storage in energia, quindi per un uso quotidiano della capacità di carica/scarica dei sistemi di accumulo, sono idonei:

Tipo di accumulo	Power Intensive	Energy Intensive
Volano	sì	no
Condensatori elettrochimici	sì	no
Batterie al Piombo-Acido	sì	sì
Batterie al Piombo-Acido avanzato	sì	sì
Batterie al Sodio-Zolfo	sì	sì
Batterie al Sodio-Nichel	sì	sì
Batterie Li-ion	sì	sì
Batterie al Vanadio-Redox	no	sì
Batterie allo Zinco-Bromo	no	sì

NOTIZIE TECNICHE

A CURA DELLA SEGRETERIA TECNICA

LAVORI SU IMPIANTI ELETTRICI

NOVITÀ DELL'EDIZIONE IV DELLA NORMA CEI 11-27

Premessa

Dopo oltre sette anni di collaudata applicazione è stata riformata, a cura del CT 78 del CEI, la terza edizione della Norma CEI 11-27 (nel seguito Norma) - Lavori su impianti elettrici, che rimane applicabile fino al 01-02-2015. La quarta edizione è in vigore dal 01-02-2014. Le modifiche si sono rese necessarie in primis per recepire alcune prescrizioni contenute nel Titolo III Capo III e del Titolo IV del D. Lgs. n. 81/08 (TU- Testo Unico della sicurezza dei rischi aziendali), in particolare le disposizioni di cui agli articoli 83 e 117. Secondariamente per armonizzare il testo, sia nella formulazione dei principi informativi sia nella struttura, con la normativa europea CEI EN 50110-1 – Esercizio degli impianti elettrici, anch'essa rivisitata e pubblicata contestualmente (edizione 2014-01), espressamente indicata come fonte normativa prioritaria. Primato già riconosciuto nel DM 04-02-2011 - Definizione dei criteri per il rilascio delle autorizzazioni di cui all'art. 82, c. 2), lettera c), del TU e successive modifiche ed integrazioni – relativo alla normativa dei lavori sotto tensione sugli impianti di II e III categoria. In sintesi gli aspetti di novità, oggetto d'illustrazione, sono i seguenti:

· ristrutturazione e riscrittura del testo per rendere la Norma allineata alla norma CEI EN 50110-1, sia nei contenuti sia nella numerazione dei vari capitoli;

· traduzione applicativa adattata alla realtà italiana delle disposizioni della normativa europea, dalla quale non prescinde e alla quale fa riferimento come fonte dei principi e di comportamento;

· introduzione dei concetti ispiratori del DM 04-02-2011 sui lavori sotto tensione su impianti a tensione superiore a 1 kV in c.a. e allineamento alla relativa norma tecnica, CEI 11-15;

· maggior chiarezza espositiva e fluidità di lettura delle disposizioni prescrittive (tra cui il riporto a fondo pagina di tutte le note);

· specificazione delle competenze e responsabilità degli organismi implicati URI e URL;

· allineamento delle distanze di lavoro sotto tensione e di prossimità a quelle contenute nella norma CEI EN 50110-1;

· diversa definizione del lavoro elettrico e del lavoro sotto tensione in BT;

· recepimento delle disposizioni di cui agli articoli 83 e 117 del TU a riguardo di lavori non elettrici in vicinanza di parti attive.

Allo scopo di facilitare la lettura e l'utilizzo della Norma il CEI ha altresì pubblicato il Rapporto tecnico - Guida alle novità dei contenuti della Norma CEI 11-27, IV edizione, rispetto alla III edizione. Documento CEI 11-81.

Struttura della Norma

1. Scopo e campo di applicazione
2. Riferimenti normativi
3. Definizioni
4. Principi generali di sicurezza
5. Procedure d'esercizio
6. Procedure di lavoro
7. Procedure di manutenzione

- Allegato A Illustrazione delle distanze di lavoro (normativo)
    - Allegato B Diagramma di flusso per i lavori previsti nella Norma (normativo)
- Allegato C Documento delle distanze di lavoro confinato tra DA9 e D_V
    - Allegato D Distanze normative dei conduttori nudi di linee aeree esterne dal terreno e dalle acque non navigabili (informativo)
- Allegato E Esempio di documento di valutazione delle distanze (informativo)
    - Allegato F Fac simile di Delega del ruolo operativo di Responsabile dell'Impianto da URI a RI ai sensi della Norma CEI 11-27 art. 4.11 (informativo)
    - Allegato G Esempi di moduli per lavori elettrici (informativo)

Definizioni

Si riportano e si commentano le definizioni nuove o modificate, sulle quali è stato fatto un grande lavoro di revisione, funzionali all'illustrazione dei principali argomenti trattati.

· Art. 3.1.2 - Esercizio

Tutte le attività lavorative necessarie per permettere il funzionamento d'impianti elettrici. Tali attività comprendono le operazioni di:

- manovra;
- controllo,
- monitoraggio (*prove, verifiche e misure n.d.r.)* e
- manutenzione.

Da questa definizione, che compariva nella precedente edizione della norma CEI EN 50110-1, è stato eliminato il riferimento ai lavori elettrici e non elettrici. Quindi per esercizio s'intende l'insieme delle attività necessarie per la messa fuori servizio o in servizio per lavori sugli impianti.

· Art. 3.2.1 URI - Unità responsabile di un impianto elettrico.

Unità designata alla responsabilità complessiva per garantire l'esercizio in sicurezza di un impianto elettrico mediante regole e organizzazione della struttura aziendale durante il normale esercizio dell'impianto. Tali responsabilità rimangono di fatto in capo al responsabile dell'Unità.

Per grandi impianti elettrici complessi o per grandi reti elettriche, si può individuare una Unità responsabile di tutti gli impianti elettrici con la possibilità di delegare a singole persone compiti di responsabilità di parti d'impianto anche per periodi limitati e definiti (es. impianti

per la produzione di energia elettrica, trasformazione e/o cabine di smistamento, ecc.) mediante documentazione scritta.

· Art. 3.2.2 RI - Persona designata alla conduzione dell'impianto elettrico. (Responsabile dell'impianto).

Persona responsabile, durante l'attività di lavoro, della sicurezza dell'impianto elettrico.

Tale persona può coincidere con la stessa persona che ricopre il ruolo di URI e PL se ne ha le competenze.

· Art. 3.2.3 URL - Responsabile della realizzazione del lavoro.

Unità (o Persona) cui è demandato l'incarico di eseguire il lavoro. La responsabilità rimane di fatto in capo al responsabile dell'Unità.

Nel caso l'URL sia una persona, essa può coincidere con la stessa che ricopre il ruolo di persona preposta alla conduzione dell'attività lavorativa (PL).

· Art. 3.2.4 PL - Persona preposta alla conduzione dell'attività lavorativa.

Persona designata alla responsabilità della conduzione operativa del lavoro sul posto di lavoro.

Le definizioni dell'URI e dell'URL sono nuove, rispetto alla precedente edizione della Norma, mentre quelle del RI e del PL sono state modificate. La Norma, come per altro esplicitato nella premessa, è partita dall'accezione generale di aziende di grandi dimensioni che eserciscono in modo articolato, anche territorialmente, una pluralità d'impianti o grandi impianti nelle quali le fasi di pianificazione e progettazione degli interventi sono tenute organizzativamente distinte da quelle operative. L'URI è generalmente un organismo, un ufficio o una qualsiasi articolazione organizzativa del soggetto proprietario dell'impianto[1] a cui è affidato l'obbligo di garantirne in permanenza la sicurezza e il mantenimento in efficienza mediante la programmazione di tutte le attività di esercizio definite in precedenza. Il RI è invece sempre una persona fisica, anche non appartenente al predetto organismo, cui sono demandati, mediante delega, in qualche caso anche scritta[2], limitata nel tempo, l'esecuzione di compiti operativi su una parte dell'impianto (ad esempio, in attuazione di un Piano di lavoro (PL 1), l'esecuzione delle manovre per lavori e la consegna delle installazioni). Esso pertanto assume il ruolo di RI limitatamente alla durata di esecuzione degli interventi, come si evince dall'elencazione dei compiti riportata dall'art. 4.12. Qualora ricorra la delega scritta essa è esclusiva. Infatti l'URI (delegante) dichiara di essere stato avvertito dal RI (delegato) che non potrà effettuare manovre e che non potrà disporre dell'impianto oggetto della delega durante tutta la durata dei lavori. Va da sé che in un'organizzazione semplice l'URI e il RI saranno coincidenti in una sola persona fisica. Può intervenire un ulteriore semplificazione operativa: quella che vede l'identificazione in una sola persona anche delle figure del RI e del PL eliminando il passaggio della consegna/riconsegna dell'impianto e la suddivisione attuativa delle cinque prescrizioni fondamentali previste nell'esecuzione dei lavori fuori tensione (paragrafo 6.2). Analoghe considerazioni valgono nel caso dell'URL e del PL, anche se nella realtà operativa, salvo il caso delle aziende individuali, di fatto il PL appartiene sempre a una struttura operativa (URL) che gli mette a disposizione la valutazione dei rischi con le conseguenti misure di prevenzione di protezione da adottare.

Per concludere sulla dicotomia URI/URL si può coniare la formula secondo cui alla prima compete, sotto l'aspetto antinfortunistico, stabilire, individuando e valutando il rischio, "il che

cosa c'è da fare", mentre alla seconda incombe stabilire "il come fare" nel controllo del rischio.

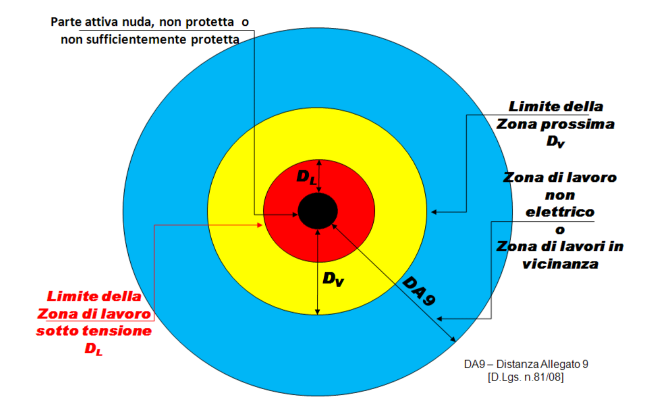


Fig. 1. Distanze in aria e definizione delle zone previste dalle procedure per lavori

Merita qualche commento la nota esplicativa in calce alle definizioni del PL circa la possibilità che alcuni compiti del PL siano affidati ad altri. Come può il PL delegare i propri compiti essendo egli già un delegato per così dire di secondo livello (Datore di lavoro->Dirigente->Preposto)[3]? Ciò contrasta con quanto prevede l'art. 4.3.2, che recita: "… Un'attività lavorativa di tipo complesso deve essere suddivisa ogni volta che un unico PL non possa sovrintendere efficacemente all'intero lavoro (ad es. per l'estensione del cantiere, ecc.). In tal caso, è necessario nominare un PL per ciascuna suddivisione. …". L'altro aspetto attiene la precisazione sui compiti affidati al PL. Dopo aver affermato che il PL della Norma ha tutte le attribuzioni previste dal TU, precisa che: "… non necessariamente coincide con quella del D.Lgs. 81/08", senza specificare tuttavia dove si amplia il ruolo del "PL elettrico"[4].

· Artt. 3.2.5 - (PES), 3.2.6 (PAV) e 3.2.7 (PEC)

Le definizioni non sono cambiate; sono però importanti le annesse note 10 e 11 con le quali si chiarisce che i termini esperta e avvertita sono limitati al campo di applicazione della Norma e della norma CEI EN 50110-1 e che le relative attribuzioni non afferiscono al solo personale operativo, ma anche al personale tecnico che viene coinvolto nel processo realizzativo di lavori elettrici. In buona sostanza la prima parte delle appena dette note dovrebbe sopperire all'eliminazione della precedente precisazione secondo cui l'attribuzione della qualifica PES ovvero PAV doveva comunque essere riservata a lavoratori adibiti professionalmente a lavori elettrici[5].

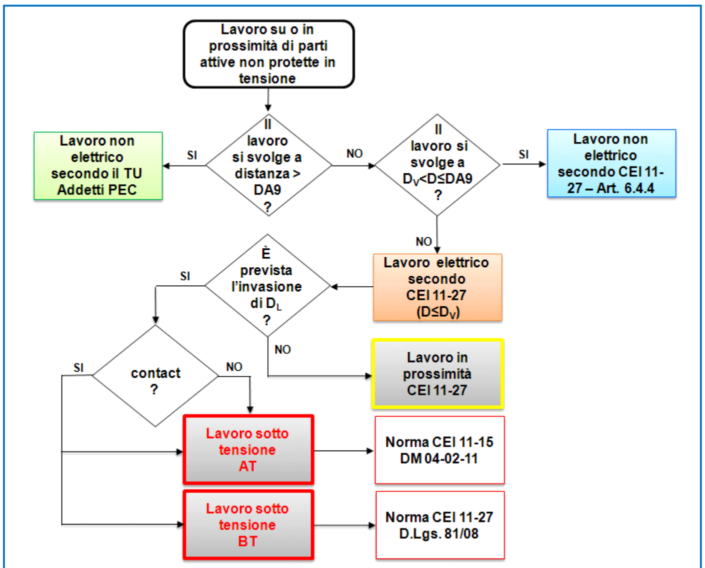


Fig. 2. Lavori su in prossimità di parti attive in tensione.

Modificate le zone e le distanze di lavoro (distanze in aria e definizione delle zone previste dalle procedure lavori) per quali si fa riferimento alle figure A.1.a e A.1.b dell'Allegato A).

· Art. 3.3.2 - Zona di lavoro sotto tensione (D_L)

Spazio, delimitato dalla distanza D_L, intorno alle parti attive nel quale non è assicurato il livello d'isolamento atto a prevenire il pericolo elettrico.

· Art. 3.3.3 - Zona prossima (D_V)

Spazio esterno alla zona di lavoro sotto tensione delimitato dalla distanza D_V.

· Art. 3.3.4- Zona di lavoro non elettrico (DA9) o zona di lavori in vicinanza

Spazio esterno alla zona prossima delimitato dalla distanza DA9.

Con riferimento alla fig. 1 la Norma specifica che:

- o D_L è la distanza che definisce il limite esterno della zona di lavoro sotto tensione;
- o D_V è la distanza che definisce il limite esterno della zona di lavoro in prossimità;
- o DA9 è la distanza che definisce il limite esterno della zona dei lavori non elettrici.

Quest'ultima è la distanza di sicurezza introdotta dagli articoli 83 e 117 del TU per l'esecuzione di lavori non elettrici in vicinanza di parti attive non protette d'impianti e di linee elettriche, riportate per i vari livelli di tensione nella tab. 1 dell'Allegato 9.

Anche in conseguenza di quanto precede sono variate le definizioni di lavoro elettrico e non elettrico, rispetto ai quali è stata operata una vera e propria rivoluzione concettuale. Prima il lavoro era definito in relazione alla sua natura, ora invece il tipo di lavoro si classifica in funzione della posizione assunta dall'operatore rispetto alle parti in tensione.

· Art. 3.4.1 - Lavoro con rischio elettrico

Lavoro di qualsiasi natura che presenta un rischio elettrico

· Art. 3.4.2 - Lavoro elettrico

Lavoro svolto a distanza minore o uguale a D_V da parti attive accessibili di linee e d'impianti elettrici o lavori fuori tensione sugli stessi.

La nota 13 integra l'appena detta definizione nel seguente modo: " Per lavoro elettrico si intende qualsiasi attività lavorativa eseguita in zona prossima in quanto, in essa, qualsiasi lavoratore può essere assoggettato a un rischio elettrico, sia che operi direttamente sulle parti attive in tensione o fuori tensione dell'impianto elettrico, sia che svolga lavori, in prossimità di un impianto elettrico, di natura non elettrica, come lavori di muratura, verniciatura, taglio rami, ecc. In quest'ultimo caso, gli operatori, che non sono PES o PAV nel campo elettrico, devono lavorare sotto la supervisione di una PES nel campo elettrico o, se del caso, sotto la sorveglianza di una PES o PAV nel campo elettrico che hanno il compito di attuare tutte le misure di sicurezza necessarie affinché gli operatori non esperti e non avvertiti (ovvero PEC) non incorrano con il loro comportamento in situazioni pericolose per la loro salute"[6]. Concezione quella della prima parte (indistinzione del rischio), sicuramente accettabile in astratto, molto importante e impegnativa. Tipica impostazione dei gestori degli impianti AT (indicativamente oltre 132 kV), dove si stima che le traiettorie e gli ingombri più prevedibili delle attività di natura non elettrica siano generalmente compatibili con le dimensioni dello spazio di prossimità e le distanze da terra. La possibilità, se pur condizionata, di penetrazione, durante l'esecuzione di lavori di natura non elettrica[7], nella zona prossima, potrebbe favorire oggettivamente pratiche di sorveglianza/sovraintendenza non adeguate.

Viene anche ribadito che la costruzione di un nuovo impianto elettrico, cioè non ancora collegato ad alcuna fonte di alimentazione, non costituisce lavoro elettrico (fermo restando la verifica dell'assenza di possibili tensioni indotte e/o della possibile prossimità di altri impianti già in esercizio).

· Art. 3.4.3 - Lavoro non elettrico

Lavoro svolto a distanza minore di DA9 e maggiore di D_V da parti attive accessibili di linee e di impianti elettrici.

Naturalmente sono lavori non elettrici anche quelli svolti a distanza maggiore di DA9 come espressamente richiamati e regolamentati dai riferiti articoli del TU (fig. 2).

· Art. 3.4.4 - Lavoro sotto tensione

Tutti i lavori in cui un lavoratore deve entrare in contatto con le parti attive in tensione o deve raggiungere l'interno della zona di lavoro sotto tensione con parti del suo corpo o con attrezzi, con equipaggiamenti o con dispositivi che vengono maneggiati

Modificato per coerenza con le definizioni fornite dalle norme CEI EN 50110-1 e CEI 11-15:2011-09, eliminando però il riferimento all'intenzionalità del contatto con la parte attiva e o all'accesso alla zona di lavoro sotto tensione. La nota all'articolo esplica l'eccezione che riguarda il lavoro sotto tensione in bassa tensione.

· Art. 3.5.5 - Rivelatore di tensione.

Dispositivo portatile utilizzato per rivelare in modo certo la presenza o assenza della tensione di esercizio e usato per verificare che l'impianto sia pronto per la sua messa a terra.

Con ciò si ribadisce che la verifica presenza/assenza di tensione non è di per sé una misura di sicurezza[8], bensì una azione propedeutica (tesa a ridurre la probabilità) che l'installazione del dispositivo portatile di messa a terra e in corto circuito avvenga con l'impianto ancora in tensione.

· Art. 3.5.6 - Dispositivo portatile per la messa a terra e in cortocircuito.

Dispositivo portatile che viene connesso manualmente mediante componenti isolati alle parti di un impianto elettrico per la sua messa a terra e in cortocircuito. Il dispositivo comprende componenti per la messa a terra, per il cortocircuito e uno o più componenti isolati quali aste di messa a terra.

· Art. 3.6.3 - Alta tensione (AT).

Tensione nominale di sistemi oltre 35000 V (sistemi di Categoria III) sia in corrente alternata, sia in corrente continua.

· Art. 3.7.1 - Media tensione (MT).

Tensione nominale di sistemi oltre 1000 V se in corrente alternata od oltre 1500 V se in corrente continua, fino a 35000 V (Sistemi di Categoria II).

La tensione denominata MT[9] è a tutti gli effetti una AT; la definizione di MT è necessaria per questioni correlate a classificazioni del passato e ancora presenti in alcuni provvedimenti legislativi o norme tecniche nazionali e internazionali, nonché a una semplificazione editoriale.

· Art. 3.7.5 – Terra di sezionamento. Articolo modificato.

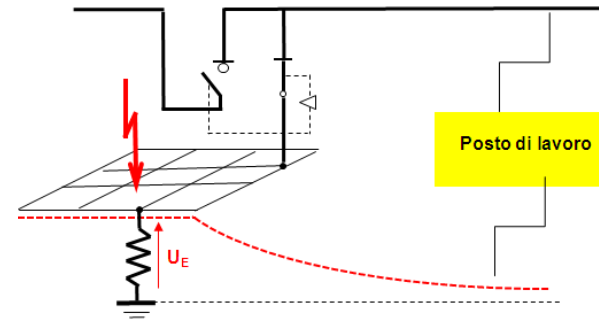


Fig. 3. Messa a terra nel punto di sezionamento.

La messa a terra nel punto di sezionamento (fig. 3) può comportare il trasferimento di una tensione pericolosa sul posto di lavoro in caso di guasto. Per questa ragione l'opportunità di tale manovra (spesso prevista per impedire mediante l'interblocco la richiusura dell'organo di manovra) deve essere una decisione assunta congiuntamente dal RI e dal PL e non solo quindi del RI. In proposito è altresì specificato che la terra di sezionamento può fungere anche come terra di lavoro. Almeno tutte le volte che la continuità metallica dell'impianto si può seguire a vista dal punto di sezionamento fino al posto di

lavoro, ovvero solo dopo che l'impianto stesso è stato individuato in modo univoco (ad esempio la tranciatura di un cavo a MT sul posto di lavoro).

Sdoppiate le definizioni d'impianto complesso e lavoro complesso (artt. 3.7.7 e 3.7.8). In proposito la nota 23 prevede che PL possa ritenere necessario definire "complesso" un lavoro da eseguire su un impianto elettrico "non complesso". In tal caso richiede al RI la compilazione del Piano di lavoro prima dell'inizio del lavoro stesso.

Gli artt. 3.7.9 e 3.7.10 e relative note sostituiscono, in modo più sintetico, anche gli artt. 8.3 e 8.4 della seconda edizione della Norma. A proposito del Piano d'intervento (PI 1), vengono assunti ad esempio i lavori sui quadri BT o in cabina MT/BT (nota 25), che consentono di condensare le prescrizioni di sicurezza previste dal PL 1 e dallo stesso PI 1 in unico documento (deroga già prevista nell'abrogato art. 8.4). Va detto per altro che i lavori sui quadri BT, avendo in genere un carattere routinario, dovrebbero essere piuttosto oggetto della - Scheda per interventi ripetitivi - mod. PI 2, di cui ogni azienda dovrebbe dotarsi per tali tipi d'intervento. La semplificazione in un unico documento presuppone comunque che il RI e il PL siano coincidenti nella stessa persona. Diversamente da prima, il PI 1 prevede la firma del PL per la condivisione del contenuto, ossia per accettazione, sancendo così la formale assunzione dell'obbligo di darne puntuale attuazione.

· Art. 3.7.11 e 3.7.12. Consegna e restituzione dell'impianto. Articoli modificati

Le definizioni appaiono più stringate. L'obbligo del documento scritto per la consegna e la restituzione di un impianto ricorre ogni qualvolta non ci sia coincidenza fra il RI e il PL (nota 27).

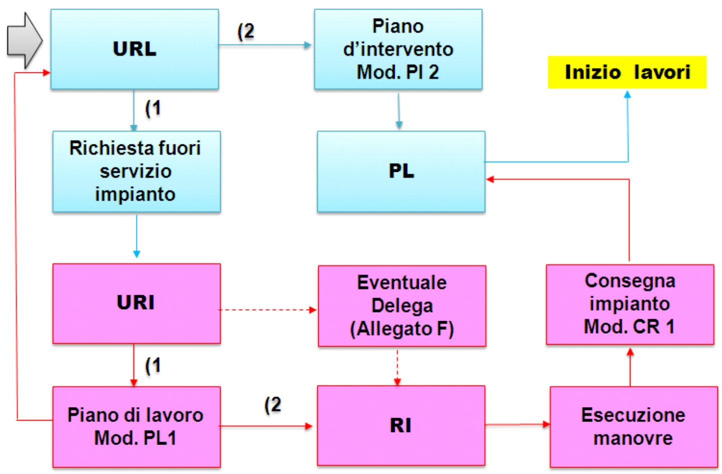


Fig. 4. Suddivisione dei compiti fra URI, RI, URL e PL.

Profili professionali, figure organizzative e compiti

Riformulate le condizioni impiantistiche e ambientali che possono rendere necessaria la presenza di una seconda persona sul posto di lavoro (art. 4.3.6). Rispetto al precedente art. 7.5.3[10] è confermato il divieto al ricorso del monoperatore, ex lettera f), quando ci sia impossibilità di comunicazioni telefoniche/radio per un singolo operatore in caso di necessità[11]. Sempre a riguardo del monoperatore è caduto il penultimo capoverso dell'ex art. 5.2.2 secondo il quale la PAV poteva comunque lavorare da sola (monoperatore) dopo le istruzioni ricevute da una PES; ma doveva fermarsi e chiedere assistenza nel caso in cui insorgessero delle difficoltà impreviste. In tal senso si può affermare che la Norma ha ridotto al minimo le indicazioni generali vincolanti nella logica secondo cui spetta unicamente al DL stabilire, sulla base della valutazione dei rischi (all'interno del DVR), quali sono i lavori da monoperatore e il relativo profilo professionale richiesto.

Circa i compiti attribuiti all'URI, all'art. 4.11, ultimo capoverso, si dice che lo stesso, nel caso d'impianti complessi, se delega una persona che non facente parte dell'azienda (è il caso dell'impresa di manutenzione) alla conduzione dell'impianto per lavori (ad esempio per l'esecuzione delle manovre per lavori), l'affidamento deve avvenire per scritto (Allegato F).

Gli articoli 4.11¸4.14, oltre a stabilire i compiti (responsabilità) in capo all'URI, RI, all'URL e al PL, precisano anche il relativo profilo professionale. Per l'URI e URL, se identificabili in una persona, e il PL, in virtù dei compiti particolarmente qualificanti, la condizione formativa deve essere necessariamente PES, mentre invece per la figura di RI la qualificazione può essere PES o PAV. Manca almeno un'indicazione, a beneficio del DL, di guida alla scelta del PL fra tutti i PES e i PAV a sua disposizione, riferita all'attitudine di istruire e coordinare altro personale, nonché alla capacità di esigere nei confronti dello stesso l'applicazione delle norme di sicurezza.

Nella fig. 4 è riportato un quadro procedurale sintetico della suddivisione dei compiti fra i vari organismi e figure implicate nel processo lavorativo di un lavoro complesso fuori tensione con RI esterno all'azienda.

In ottemperanza dell'art. 26 del TU che fa obbligo dell'accertamento dell'idoneità tecnico professionale dell'impresa aggiudicataria, l'art. 4.15.4 richiama, per i DL-committenti, l'obbligo di richiedere, in sede d'affidamento di lavori elettrici in appalto, la condizione di PES e/o PAV per il personale che opera sulle installazioni elettriche. Il riferimento alla norma CEI 0-15[12] ha chiaramente un carattere esemplificativo delle integrazioni da considerare nella scelta dell'impresa appaltatrice.

Per il livello formativo 1B le novità riguardano la cancellazione dei seguenti aspetti: l'apposizione di barriere e protezioni, la verifica della sicurezza delle masse e la verifica del corretto intervento di primo soccorso agli infortunati, essendo previsto per tale argomento la formazione pratica specifica stabilita dall'art. 3 del richiamato DM n. 388/03.

Sono invece previste, prima non contemplate, esercitazioni in ordine alla predisposizione e corretta comprensione dei documenti specifici aziendali, quali il piano di lavoro, il modulo di consegna e restituzione impianti, ecc.

La nuova edizione della Norma abroga gli artt. 5.2.1, 5.2.2 e 5.2. 3, che declaravano dettagliatamente le caratteristiche delle figure PES, PAV e PEC. D'ora in poi sono esplicitati solamente i criteri che presiedono all'attribuzione, da parte del DL, di tali profili. L'abrogazione dell'art. 5.2.3 riguarda l'eccezione a suo tempo riservata alle PEC, per altro oggetto di notevoli perplessità applicative, in forza della quale per la stesse era prevista la possibilità: "… dell'esecuzione di piccoli interventi volti alla sostituzione di lampade, tubi fluorescenti e fusibili possono essere eseguiti in autonomia da persone comuni purché … ". Per il futuro è stabilito che l'utilizzo delle PEC sia previsto solamente nell'esecuzione dei lavori fuori tensione e in prossimità sotto la responsabilità di persone PES o PAV esercitata mediante supervisione o meglio sorveglianza (art. 4.2.1).

<table>
<tr><th colspan="3">Manovre di esercizio (Art. 5.2)</th></tr>
<tr><td></td><td>Impianti della distribuzione pubblica</td><td>Impianti utilizzatori</td></tr>
<tr><td>Manovre per lavori Art. 5.2.1-2</td><td colspan="2">PES o PAV</td></tr>
<tr><td>Manovre di emergenza (ricerca guasti) Art. 5.2.4</td><td>PES o PAV</td><td rowspan="2">Possono essere eseguite da persone che abbiano avuto un adeguato addestramento e siano autorizzate dal RI (Art. 5.2.3).</td></tr>
<tr><td>Manovre d'impianto/rete Art. 5.2.1</td><td></td></tr>
</table>

Fig. 5. Manovre d'esercizio.

Procedure per l'esercizio

Le manovre sugli impianti non erano specificamente trattate nella precedente edizione della Norma. In proposito si riportano tutte le definizioni relative alle manovre, compreso l'art. 5.2.3 di nuova formulazione, il cui contenuto non è per altro presente nella norma CEI EN 50110-1.

Art. 5.2.1- Le manovre di esercizio sono destinate a cambiare lo stato elettrico di un impianto. Le manovre di esercizio sono di due generi:

- o manovre intese a modificare lo stato elettrico di un impianto per mezzo di componenti o apparecchiature, collegamenti, scollegamenti per avviamento o arresto di apparecchi elettrici progettati per essere usati senza rischio per quanto tecnicamente possibile;
- o messa fuori servizio o in servizio per lavori sugli impianti

· Art. 5.2.2 - La messa fuori servizio prima dei lavori fuori tensione o la rimessa in servizio dopo gli stessi deve essere eseguita da persone esperte o avvertite come prescritto al punto 6.2.

Art. 5.2.3- Le altre tipologie di manovre possono essere eseguite da persone che abbiano avuto un adeguato addestramento e siano autorizzate dal RI[13].

· Art. 5.2.4- Le manovre di emergenza su impianti di distribuzione elettrica al pubblico devono essere eseguite solo da PES o PAV.

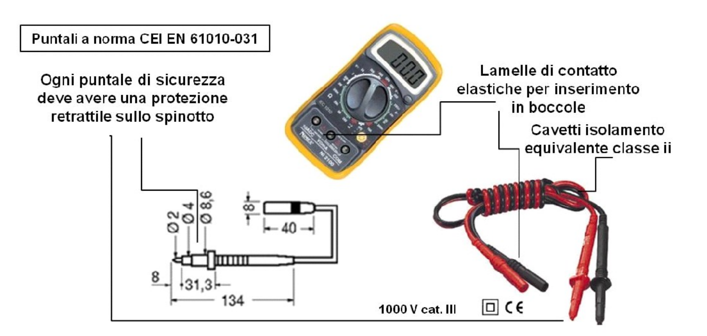


Fig. 6. Puntali per strumenti di tipo antinfortunistico.

Schematizzando il quadro delle competenze sulle manovre in funzione del profilo professionale, è quello riportato in fig. 5 dove " Le altre tipologie di manovre" non possono essere che quelle per il cambio dell'assetto d'esercizio di un impianto e quelle di emergenza negli impianti utilizzatori, atteso che quelle per lavori e di emergenza nella distribuzione pubblica sono solo di competenza delle PES ovvero delle PAV. Si rileva per altro che fra i compiti/responsabilità attribuite al RI non c'è quella di poter autorizzare persone diverse dalle PES/PAV a eseguire manovre di tale tipo. È prevista solamente la delega, nel caso di manovre per lavori, a persone PES/PAV (art. 4.12).

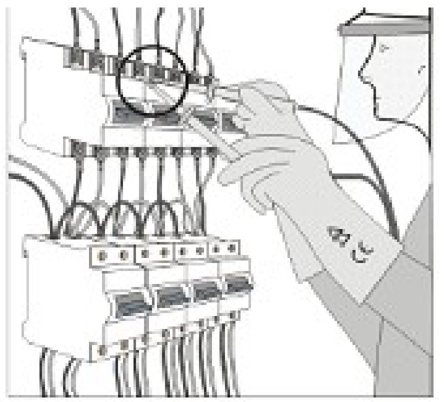


Fig 7. Misura in presenza di rischio di shock elettrico e di corto circuito.

Ampliato, sia rispetto alla precedente edizione il paragrafo dei controlli funzionali (misure - artt. 5.3.1.1¸3, prove - artt. 5.3.2.1¸5 e verifiche/ispezioni - artt. 5.3.3.1¸6). Eliminato ogni riferimento alla ricerca guasti ricompreso nel paragrafo della manutenzione in precedenza non trattata. L'esecuzione di misure BT con parti attive non accessibili (grado di protezione almeno IPXXB), utilizzando strumenti e puntali costruiti secondo la relativa norma di prodotto (norme della serie CEI EN 61557) che una volta a contatto con la parte attiva consentano di mantenere un grado di protezione IPXXB e tenendo conto che tali tipi di puntali, per dimensioni e forma della punta di contatto nuda e della distanza delle parti attive tra di loro e verso le masse, impediscono sia il contatto sia il cortocircuito accidentali, possono essere eseguite senza seguire la procedura dei lavori sotto tensione. Nella fig. 7 (ripresa dalla fig. 5 D della Norma) è invece illustrata la modalità di esecuzione di una misura riconducibile ad attività soggetta alla procedura prevista per i lavori sotto tensione. Il quadro aperto presenta una protezione verso le parti attive < IPXXB. Per il tipo di puntali impiegati (dimensioni e forma della punta di contatto nuda) e della distanza delle parti

attive tra di loro e verso le masse, sussiste il rischio di contatto e di cortocircuito accidentali. L'intervento deve essere quindi eseguito da operatori dichiarati idonei dal DL, indossando:

- o i guanti isolanti;
- o la visiera di protezione e un idoneo vestiario che non lasci scoperte parti del tronco e degli arti (art. 6.3.4.3 - Indumenti conformi alla norma di prodotto CEI EN 61482) contro le azioni dirette e indirette dell'arco elettrico.

Procedure per l'esercizio

Per le prove[14] (artt. 5.3.2.1÷5) sono state recepite interamente le prescrizioni della norma CEI EN 50110-1, con la completa riscrittura della seconda parte del vecchio paragrafo 9. Confermato che nei casi complessi, deve essere predisposto il documento Piano di Prova e che lo stesso può sostituire il Piano di Lavoro e il Piano d'Intervento. Eliminato ogni riferimento all'effettuazione delle prove in situazione d'emergenza. Combinando le disposizioni del secondo capoverso dell'art. 5.3.2.1[15]: "Durante l'effettuazione di queste attività, può rendersi necessario (ed è ammesso dalla presente Norma) alterare lo stato o la configurazione dell'impianto come la variazione di tarature di dispositivi di protezione o la rimozione di misure di sicurezza (fig. 1) o anche l'alimentazione o disalimentazione temporanea di parti d'impianto" e dell'ultimo capoverso dell'art. 6.2.5.1: "Se durante le misure o le prove vengono rimossi i collegamenti di terra, si devono prendere precauzioni aggiuntive o alternative particolari per evitare pericoli", viene superata ogni perplessità circa il fatto che le prove debbano essere considerate attività sotto tensione in forza della definizione data dall'art. 2, c. 1, lettera b) del DM 4-2-2011 (e dall'art. 3.5 della norma CEI 11-15), secondo cui per lavoro sotto tensione s'intende: "lavoro eseguito sulle parti attive di un impianto elettrico che si trovano in tensione o che sono fuori tensione ma non collegate a terra ed in cortocircuito …".

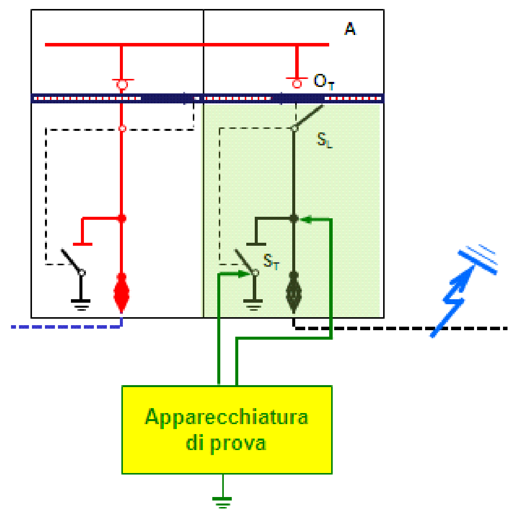


Fig. 8. Esempio di Prova. Localizzazione del guasto su un cavo di MT.

Nella fig. 8 è rappresentata la situazione che si determina durante la prova di localizzazione del guasto su un cavo di MT interrato; si noti che l'apparecchiatura di prova è collegata a un impianto fuori tensione sul quale però, per consentire l'iniezione del segnale (impulso) di diagnostica, sono state rimosse la messa a terra e il corto circuito (sezionatore di linea SL aperto, sezionatore di terra ST aperto).

Procedure di lavoro - Lavori fuori tensione

Non recepita (art. 6.1.3) la prescrizione presente nella norma CEI EN 50110-1, art. 6.1.3 secondo capoverso, con la quale, nel caso dell'esecuzione di lavori su linee aeree o su impianti collegati direttamente ad esse, le attività devono essere immediatamente interrotte all'apparire di lampi, tuoni e del sopraggiungere di temporali. Ciò è coerente con la declaratoria dei compiti/responsabilità attribuite al PL (art. 4.14) al quale, in tal senso, è lasciata autonoma ed esclusiva competenza su detta decisione. Ricondotte, come da sempre previsto dalla norma europea, a cinque le regole essenziali (art. 6.2.1) per l'esecuzione dei lavori fuori tensione

(eliminata dalle prescrizioni fondamentali la vecchia regola dell'art. 11.1 a) dell'individuazione della zona di lavoro). Inserita la prescrizione per l'individuazione di cavi sotterranei BT o MT, soprattutto in presenza di altri cavi simili nello stesso scavo e percorso. Nulla di nuovo per quanto riguarda quelli a MT, mentre per quelli a BT è stabilito che la verifica di assenza di tensione sia eseguita con apposita strumentazione e attrezzatura (per esempio con l'uso di morsetti a perforazione d'isolante) o attraverso la tranciatura nel punto in cui si vuole intervenire. In difetto, occorre procedere con la metodologia dei lavori sotto tensione.

Posto rimedio (art. 6.2.2 - primo punto del primo punto elenco) alla carenza presente nella vecchia Norma che non prevedeva l'obbligo del sezionamento del neutro nei sistemi TT della distribuzione pubblica. Prima tale obbligo era limitato agli impianti utilizzatori[16]. È specificato che qualora non riesca possibile sezionare il neutro si deve mettere in opera, in aggiunta alla corto circuitazione delle fasi e del neutro, una messa a terra locale (se non è disponibile la messa a terra funzionale del neutro nel tratto in cui si lavora) al fine di costituire l'equipotenzialità nella zona di lavoro. In alternativa gli operatori devono indossare i guanti isolanti sotto i guanti da lavoro (utilizzo di una semplice protezione isolante contro i contatti diretti essendo considerata la presenza di tensione sul neutro verso terra una condizione non permanente). È dimostrato, anche se non è detto dalla Norma, che si può omettere il sezionamento del neutro nei sistemi TT ricompresi in un impianto di terra globale certificato.

Aggiunto un ulteriore capoverso all'ex. art. 11.2.4 della precedente edizione della Norma (diventato l'art. 6.2.3) - Provvedimenti per assicurarsi contro la richiusura intempestiva dei dispositivi di sezionamento. Si riferisce alle parti dell'impianto elettrico rimaste ancora cariche dopo l'avvenuto sezionamento, ad esempio condensatori e cavi, che devono essere scaricate con dispositivi idonei. Inserita anche la nuova precisazione che eventuali dispositivi di comando a distanza devono essere inibiti localmente.

Dagli articoli 6.2.2, 6.2.3 e 6.2.5.2 si ricavano le disposizione per i casi ove è richiesta la messa in sicurezza delle installazioni con tensione uguale o inferiore a 1000 V in c.a. Tale obbligo ricorre quando:

- c'è rischio di tensione indotte;
- c'è rischio di tensioni trasferite per incroci con altre linee/impianti;
- non c'è certezza di aver individuato e quindi sezionato tutte le fonti di possibile alimentazione (in tal senso la Norma considera idonei al sezionamento i dispositivi d'interfaccia degli impianti di generazione che funzionano in parallelo con la rete pubblica se conformi alla norma CEI 0-21[17]);
- non è certa l'efficacia dei provvedimenti adottati per assicurarsi con le richiusure degli organi di sezionamento[18]:
- non è stato possibile sezionare il neutro di sistemi TT e IT.

La seconda parte dell'art. 6.2.5.2 appare razionalmente applicabile solamente alla distribuzione pubblica per la presenza della generazione diffusa e per il conseguente rischio di funzionamento in isola indesiderata (contro-flusso di energia dagli utenti verso la cabina secondaria). Sotto questo aspetto la Norma è perentoria: tutti i conduttori (fasi, neutro, conduttori di controllo e commutazione, per esempio sulle linee aeree promiscue dell'illuminazione stradale) devono risultare messi a terra e in cortocircuito. Salvo, come già detto, che non sia possibile l'equipotenzializzazione sul posto mediante l'utilizzo della messa a terra funzionale del neutro.

Ripreso dalla norma CEI EN 50110-1 è stato inserito il nuovo art. 6.2.4.2. Applicazioni particolari - Se vengono utilizzati sezionatori di terra comandati a distanza adatti al cortocircuito per garantire che un impianto elettrico sia fuori tensione, la posizione del comando del sezionatore di terra deve essere segnalata dal sistema di controllo remoto in modo affidabile. I sezionatori di terra degli impianti AT e MT devono essere conformi alle Norme CEI EN 62271-1 e CEI EN 62271-102[19] (fig. 9). Nel caso questi sezionatori di terra siano azionati localmente e le loro funzionalità possano essere osservate visivamente, si considera verificata l'operazione di messa a terra di tutti i conduttori.

L'art. 6.2.5.3 - Prescrizioni per impianti di Alta e Media tensione (categorie III e II) ripropone sostanzialmente quanto contenuto nel precedente art. 11.2.6.1. Ma precisa, con la nota a piè pagina, che l'accesso alle parti metalliche dei cavi (messi in c.c. e a terra agli estremi) collegati a stazioni elettriche o a cabine primarie espone al rischio di potenziali pericolosi[20], trasferiti sul posto di lavoro a causa di eventuali guasti a terra lato impianto di III categoria. Tali potenziali possono non essere contenibili dalle attrezzature[21] e dai DPI previsti. Tenuto conto:

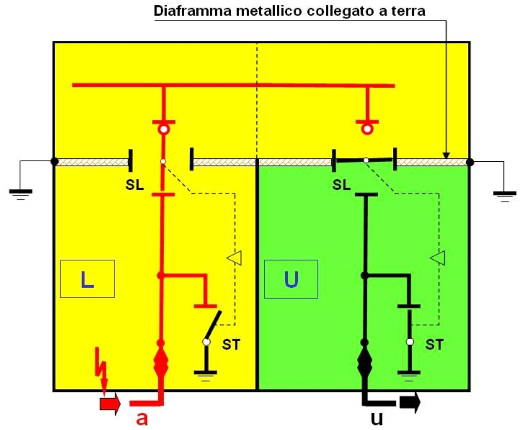


Fig.9. Quadri MT con sezionatori di terra aventi potere di stabilimento (CEI EN 62271-102)

- dei valori attesi di tensione totale di terra;
- della posizione del posto di lavoro rispetto all'area d'influenza dell'impianto di terra;
- dei provvedimenti impiantistici in essere per impedire il trasferimento di potenziali pericolosi;

può risultare necessario lo scollegamento dei conduttori di fase dei cavi e dei relativi schermi metallici dall'impianto di terra della stazione o della cabina primaria.

U [kV]	Distanza minima in aria che definisce il limite esterno della **Zona dei lavori sotto tensione** D_L [mm]	Distanza minima in aria che definisce il limite esterno della **Zona prossima** D_V [mm]	Distanza minima in aria definita dalla legislazione come limite per **i lavori non elettrici in vicinanza** **DA9** [mm]
≤ 1	no contact (150)	300 (650)	3000
3	60 (150)	1120 (1150)	3500
6	90 (150)	1120 (1150)	3500
10	120 (150)	1150 (1150)	3500
15	160 (200)	1160 (1200)	3500
20	220 (280)	1220 (1280)	3500
30	320 (400)	1320 (1400)	3500
60	630 (780)	1630 (1780)	5000
132	1100 (1520)	3000 (3520)	5000
150	1200 (1670)	3000 (3670)	7000

Tab. 1

Allegato A (Normativo) - Distanze di lavoro

Nell'Allegato A sono schematizzate e riportate le nuove distanze di lavoro (Tab. 1) che recepiscono quelle stabilite in sede europea e la distanza di sicurezza introdotta dal TU per dare applicazione agli articoli 83 e 117 nell'esecuzione di lavori non elettrici svolti in vicinanza d'impianti e di linee elettriche (vedasi I Parte). La distanza DA9 (acronimo di Distanza-Allegato-9) è la distanza che definisce il limite esterno della zona del lavoro non elettrico eseguibile con disposizioni organizzative e procedure stabilite dalla normativa tecnica così come richiesto dal TU della sicurezza. Nel riferito Allegato A è chiarito che la distanza D_w, (definita dalla norma CEI EN 61936-1 come distanza di lavoro (art. 3.5.7): "Minima distanza di sicurezza (D_w) che deve essere mantenuta tra qualsiasi parte attiva e ogni persona che lavori in una cabina o da qualsiasi attrezzo conduttore

direttamente maneggiato …“), in Italia (dove valgono solamente le prescrizioni conformi alle Norme CEI EN 50110-1 e alla Norma CEI 11-27), non può essere utilizzata ai fini dell'esecuzione dei lavori elettrici.

A riguardo della Tab. 1 valgono le specificazioni che seguono. I valori fra parentesi sono quelli della III edizione della norma CEI 11-27. Le zone di D_L e D_V sono state definite come un insieme di valori minimi amministrativi, rispetto a quelle esistenti nei paesi europei. Fino a 70 kV per D_L prevalgono considerazioni ergonomiche rispetto a quelle della componente elettrica oltre i 70 kV. I valori minimi di D_L riportati in tabella sono confermate con il metodo di calcolo previsto nella CEI EN 61472. Fino a 70 kV, le distanze della tabella si possono applicare anche a tensioni nominali in corrente continua, in assenza di specifiche normative. I valori intermedi per D_L e D_V si possono determinare con interpolazione lineare.

Si rileva che è stato abrogato l'articolo 13.2 della vecchia Norma – Caratteristiche generali; che determinava le distanze di prossimità D_V come la somma della distanza limite D_L più lo "spessore" S della zona prossima[22].

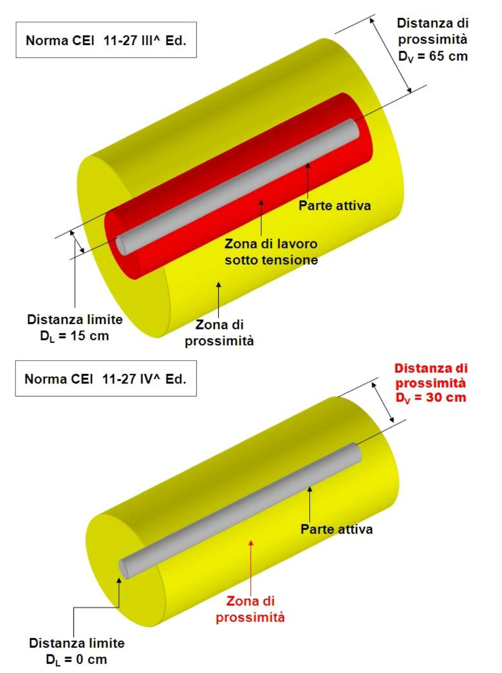


Fig. 10. In BT non esiste più la zona di lavoro sotto tensione (D_l=0).

Lavori sotto tensione

La novità più importante dal punto di vista concettuale è rappresentata dall'eliminazione della distanza D_L (fig. 10) ossia della zona di lavoro sotto tensione per le installazioni elettriche con tensione nominale fino a 1000 V compresi. L'importante conseguenza è che in BT si determina la situazione di lavoro sotto tensione solamente quando c'è contatto con la parte attiva nuda (fig. 11 - no contact D_L= 0) come da tempo vigente in sede europea, mentre in precedenza il lavoro sotto tensione scaturiva dalla semplice penetrazione nella zona di lavoro sotto tensione, quindi anche senza contatto. Il lavoro sotto tensione in BT è un'eccezione alla definizione fornita dalla Norma per il lavoro sotto tensione (art. 3.4.4). Nulla cambia, ovviamente, in alta tensione, dove il lavoro sotto tensione si determina appena si entra nella zona di lavoro sotto tensione, sia senza contatto, sia a contatto con le parti attive nude. Cambia sensibilmente anche la distanza di prossimità che passa da 65 cm a 30 cm con apprezzabili vantaggi operativi, sia nei lavori sotto tensione sia fuori tensione per quali, come noto, è imposto l'obbligo della protezione delle parti attive in tensione, diverse da quelle su cui s'interviene, situate all'interno della zona prossima, anche di altri impianti contigui al posto di lavoro (artt. 6.3.1.6, 6.3.4.3-b) e 6.3.8.3-c). Al riguardo, la Zona d'intervento diventa l'Area d'intervento (art. 3.7.3). La definizione è stata un pò snellita. Non si è ravvisata da necessità di quantificarla (ad esempio 40/50 cm x 40/50 cm com'è ormai prassi) salvo dire che nella pratica coincide con il campo visivo dell'operatore come era in precedenza richiamato nell'art. 12.6 (sostituito dall'art. 6.3.4.3).

All'art. 6.3.4.5 è fornito l'elenco aggiornato delle attività non considerate lavori sotto tensione. Esso segna il completo allineamento alle disposizioni di cui all'art. 1, c. 2 del DM 04-02-2011(LST). Non costituiscono per tanto lavori sotto tensione, a tutti i livelli di tensione, le seguenti operazioni:

- manovra degli apparecchi di sezionamento, di interruzione e di regolazione e dei dispositivi fissi di messa a terra e in cortocircuito, nelle normali condizioni di esercizio;
- manovra mediante fioretti isolanti degli apparecchi sopraelencati, nelle normali condizioni di esercizio;

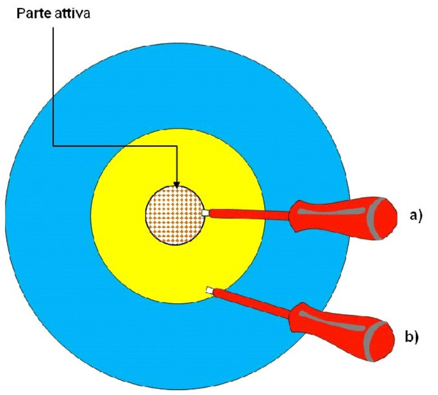


Fig. 11. Impianti BT- a) Contact: lavoro sotto tensione – b) No contact: lavoro non sotto tensione (lavoro in prossimità di parti attive).

- uso di rivelatori e comparatori di tensione, costruiti e impiegati nelle condizioni specificate dal costruttore o dalle stesse norme;
- uso di rilevatori isolanti di distanze nelle condizioni previste di impiego;
- lavaggio di isolatori effettuato da impianti fissi automatici o telecomandati;
- utilizzo di dispositivi mobili di messa a terra ed in cortocircuito;
- lavori nei quali si opera su componenti che fanno parte di macchine o apparecchi alimentati a tensione non superiore a 1000 Vin c.a. anche se funzionanti a tensione superiore

Di conseguenza sono stati eliminati i secondi capoversi degli articoli 11.2.6 e 11.2.6.1 che definivano la messa terra e in c.c., eseguita con dispositivi portatili, un particolare caso di lavoro sotto tensione. In ordine alle modalità operative descritte all'art. 6.3.6.1 restano perplessità sui competi attribuiti al PL[23].

Lavori non elettrici in vicinanza di linee elettriche o d'impianti elettrici

Un'altra novità saliente riguarda la riscrittura degli articoli 14.1÷3 – Lavori non elettrici, sostituiti dall'art. 6.4.4 - Lavori in vicinanza (lavori non elettrici). Come noto e ricordato, il TU stabilisce, allo scopo principalmente di tutelare le persone comuni dal rischio elettrico, le distanze di sicurezza DA9 nel caso di esecuzione di lavori non elettrici in presenza di rischio elettrico, demandando alle norme tecniche (nel caso di specie alle norme CEI) la determinazione di disposizioni organizzative (metodi di lavoro), procedure e misure di sicurezza che permettono di derogare alle predette distanze[24]. L'importanza del mandato a integrare la norma di legge è avvalorata dal fatto che fra le violazioni[25], gravi suscettibili di determinare la sospensione dell'attività dell'impresa (art. 14), individuate nell'Allegato 1 del TU, è prevista anche quella per i lavori in prossimità di linee elettriche e di conduttori nudi in tensione, che avvengano: "in assenza di disposizioni organizzative e procedurali idonee a proteggere i lavoratori".

È pertanto imperativo che i lavori non elettrici, se si svolgono nello spazio compreso tra D_V e DA9, devono essere oggetto di valutazione del rischio da parte del DL in accordo con gli Allegati C e D.

Il diagramma di flusso di fig. 12 stabilisce le decisioni da prendere di volta in volta, in termini di procedure, in funzione del grado di avvicinamento alle parti non protette dell'impianto/linea. Per una corretta lettura necessitano le seguenti precisazioni.

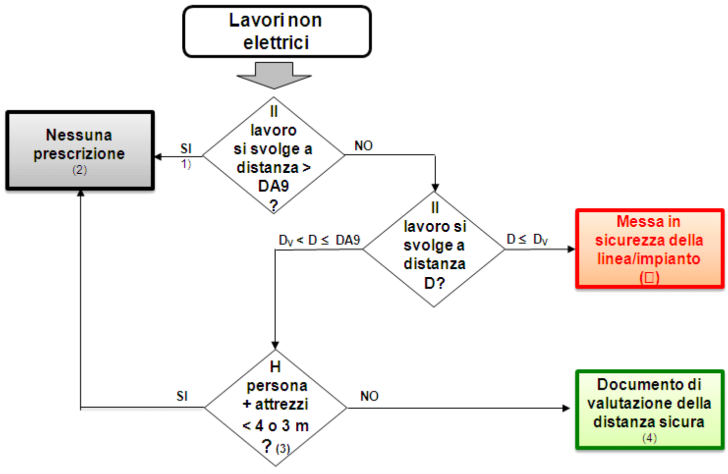


Fig. 12. Diagramma di flusso per i lavori non elettrici (lavori in vicinanza) in applicazione dell'art. 6.4.4 della norma CEI 11-27.

1) D>DA9, al netto degli ingombri derivanti dal tipo di lavoro, delle attrezzature utilizzate e dei materiali movimentati, nonché degli sbandamenti laterali dei conduttori dovuti all'azione del vento e degli abbassamenti di quota dovuti alle condizioni termiche (nota alla tabella 1 dell'Allegato 9 del TU).

2) Nessuna prescrizione[26] in quanto la formazione operativa può essere costituita anche solamente da PEC.

3) Se l'attività di cantiere (art. 6.4.4 - punto 3) prevede l'utilizzo di mezzi o attrezzi il cui uso comporta pericoli dovuti soltanto all'altezza da terra nei confronti di una linea elettrica sovrastante, tale altezza di mezzi o attrezzi (compresa quella di una persona e degli attrezzi o mezzi dalla stessa maneggiati), non deve superare:

- 4,00 m se la linea è in BT e MT (<35 kV) o
- 3,00 m per le linee in AT (>35 kV).

Anche in questo caso la formazione lavorativa può essere costituita solamente da PEC. L'Allegato D riporta i franchi minimi ammessi sul fondo campagna e in corrispondenza delle strade e di altre opere speciali da assumere a riferimento in via cautelativa per il rispetto delle distanze sicure desumibili dai criteri appena detti. La norma CEI 11-4: 2011-01 si applica solo alle nuove linee elettriche aeree in conduttori nudi con tensione maggiore di 1 kV in c.a. costruite dopo il 01-02-2011. Per quelle antecedenti si applica la norma CEI 11-4, ed. 1998 + EC, recepite in legge con il DM 21-03-1988 e successive integrazioni.

4) Elaborazione di un documento di valutazione della distanza sicura di lavoro che deve essere condotto sotto la supervisione di un Preposto PES. Il documento configura le disposizioni organizzative e procedurali (richieste dall'art. 83, c. 1, del TU) volte a impedire la penetrazione nella zona prossima (D_V) che la Norma chiede di affidare a un esperto della stessa o a un professionista iscritto all'Albo[27].

Per completare il commento al diagramma di fig. 12 occorre precisare che secondo il TU l'opzione da privilegiare (art. 117, c. 1, lettera a) è la messa in sicurezza dell'impianto, a maggior ragione obbligatoria quando sussista la possibilità d'invasione della zona di prossimità ($D<D_V$) con persone, mezzi d'opera, attrezzatura e altro, ma in via alternativa (o subordinata) la Norma ammette (terzo e penultimo capoverso dell'art. 6.4.4 e Allegato B) la possibilità dello svolgimento di lavori di natura non elettrica all'interno della zona prossima a condizione che vengano adottate le procedure dei lavori elettrici in prossimità e sotto la sorveglianza di un Preposto PES adottando il metodo del mantenimento della distanza sicura[28].

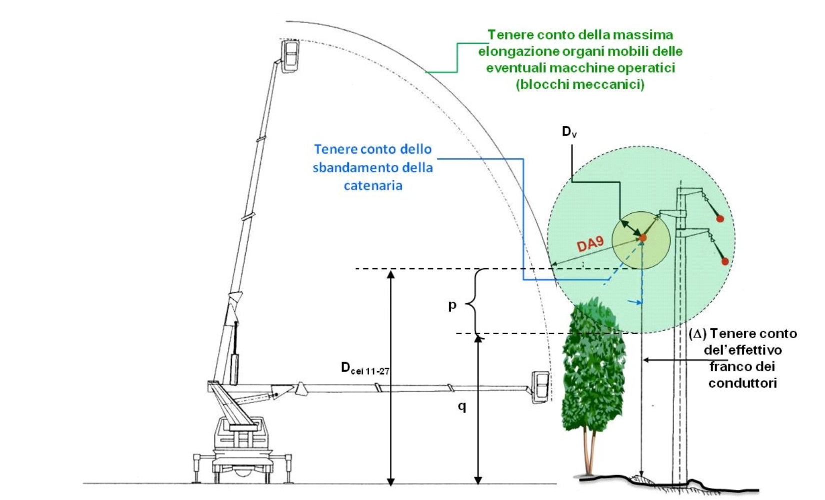


Fig. 13. Lavoro non elettrico in prossima di linea elettrica in conduttori nudi.

A questo scopo la Norma ha introdotto un esempio di documento, Allegato E, per la valutazione della distanza di sicurezza da far osservare agli operatori (PEC) affinché non si determini l'invasione della zona prossima. Possiamo ritenerlo equivalente al Piano d'intervento previsto per l'esecuzione dei lavori elettrici. Nella fig. 13 è rappresentata una situazione di lavoro, desunta dal riferito Allegato E con qualche modifica esplicativa, consistente nel taglio della chioma di una pianta, la cui altezza invade la DA9, in posizione sottostante una linea a MT in conduttori nudi con l'ausilio di una autopiattaforma. Con riferimento alla suindicata figura sono riportate le conclusioni della valutazione della distanza di sicurezza e della procedura da seguire per proteggere i lavoratori dal rischio d'invasione della zona prossima in accordo con il richiamato art. 83.

- Altezza media di un operatore che a mani alzate impugna normali utensili/attrezzi da lavoro: p= 2,25 m.
- Franco da terra dei conduttori in condizioni EDS, Δ = 7,00 m.
- Franco da terra effettivo dei conduttori in condizioni di max freccia, Δ = 6,50 m.
- D_V (linea a 20 kV) = 1,22 m.
- DA9= 3,50 m.
- Distanza limite per operatori PES/PAV: $D_{cei\ 11\text{-}27}$ = 6,50 -1,22 = 5,28 m.
- Quota, misurata dai piedi degli operatori addetti alla potatura/taglio della pianta, che non può essere superata al fine di non invadere D_V: q = 5,28-2,25 = 3,03 m.

In difetto delle suindicate valutazioni gli addetti devono operare al suolo con attrezzi di potatura che sommati all'altezza convenzionale della persona non devono superare 4 m.

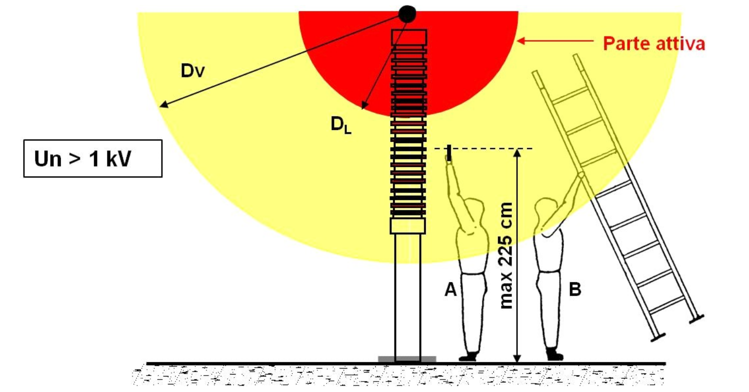


Fig. 14. Situazioni di lavori elettrici e non elettrici in un impianto.

Con riferimento alla fig. 14 nulla cambia, nel senso che non sono necessarie prescrizioni, per i lavori elettrici in prossimità, quando i distanziamenti siano conformi alle norme CEI EN 61936-1 (CEI 99-2), CEI 11-1 e anche al DPR n. 547/55, e quando gli addetti operano al suolo con i normali utensili da lavoro (operatore A; sia che svolga lavori di natura elettrica o non elettrica). Nel caso invece dell'operatore B (che svolga lavori di natura elettrica o non elettrica), per il quale è

certa l'invasione della zona prossima con rischio di penetrare anche nella zona di lavoro sotto tensione (uso di mezzi di accesso in elevazione o di attrezzature) l'esecuzione del lavoro di natura non elettrica può essere ricondotta all'esecuzione di lavori elettrici in prossimità attuando una delle due prescrizioni previste per i lavori in prossimità (mantenimento di una distanza sicura sotto sorveglianza di un Preposto PES o installazione di una protezione che costituisca un impedimento fisico). In proposito va detto, ancorché la Norma non lo chiarisca, che nel caso delle linee (in particolare se a tensione minore di 70 kV) le procedure dei lavori in prossimità sono difficilmente applicabili.

agu/02/14

---

[1] Datore di lavoro (d'ora in avanti DL) che non può prescindere dagli artt. 80 e 81 del TU in ordine alle responsabilità di garantire la sicurezza dell'impianto e delle attività su di esso. Tuttavia non coincide necessariamente con il proprietario dell'impianto in quanto questi può affidare i compiti e le relative responsabilità della conduzione (in termini esatti, l'esercizio) e della manutenzione a strutture esterne/soggetti (es. impresa di manutenzione) a condizione di averne verificata l'idoneità tecnica e professionale. Altra situazione ricorrente è la seguente: un proprietario di un impianto complesso ad esempio con autoproduzione nomina, obbligato anche dal regolamento d'esercizio con il distributore, un RI che però non dispone di risorse interne per la manutenzione e altri interventi. Detto RI, personalmente interviene solamente in condizioni d'emergenza per la messa in sicurezza dell'impianto ovvero per il ripristino del servizio. In caso d'interventi o di lavori redige il Piano di lavoro e rilascia delega, ad esempio per gli adempimenti di cui al paragrafo 6.2, a una persona, avente le competenze, dell'impresa abilitata cui è stata appaltata la manutenzione (e non la conduzione) dell'impianto.

[2] Nella fattispecie prevista dall'art. 4.11.

[3] TU, art. 16, c. 3-bis. … Il soggetto delegato può, a sua volta, previa intesa con il datore di lavoro delegare specifiche funzioni in materia di salute e sicurezza sul lavoro alle medesime … omissis …. La delega di funzioni di cui al periodo precedente non esclude l'obbligo di vigilanza in capo al delegante in ordine al corretto espletamento delle funzioni trasferite. Il soggetto al quale sia stata conferita la delega di cui al presente comma non può, a sua volta, delegare le funzioni delegate. …

[4] TU, art. 2, lettera e) «preposto»: persona che, in ragione delle competenze professionali e nei limiti di poteri gerarchici e funzionali adeguati alla natura dell'incarico conferitogli, sovrintende all'attività lavorativa e garantisce l'attuazione delle direttive ricevute, controllandone la corretta esecuzione da parte dei lavoratori ed esercitando un funzionale potere d'iniziativa.

[5] Si rileva, non di rado, in molte aziende che affrontano solo occasionalmente lavori elettrici, un conferimento strumentale delle predette qualifiche ritenendo, burocraticamente, che tale atto mallevi da responsabilità in caso d'infortunio del lavoratore.

[6] Inoltre è precisato che le manovre di apparecchiature elettriche costruite e installate a regola d'arte non sono considerate lavori elettrici ai fini della presente Norma. Fatto salvo il caso di organi di manovra a giorno (ad esempio IMS a giorno e relativi sezionatori di terra interbloccati), azionabili mediante fioretto isolato, che comporti l'eventuale ingresso dello stesso in zone di prossimità e di lavoro sotto tensione per la sola porzione terminale prevista a tale scopo e contrassegnata dal costruttore.

[7] Anche con addetti in elevazioni e/o con l'impiego di mezzi d'opera ; per attività comunque diverse da quelle condotte a terra con l'uso dei normali utensili da lavoro,

[8] Eccezion fatta per la BT nei casi dove non c'è l'obbligo della messa a terra e in c.c.

[9] Allineamento con la norma CEI 64-8, art. 22.1, mentre secondo la norma CEI EN 50160 la MT ha valore efficace nominale fra 1 e 36 kV (1 kV < Un £ 36 kV). Per la norma CEI EN 61936-1(CEI 99-2) - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a- in vigore dal 01-11-13, si parla genericamente di AT per tensioni superiori a 1000 V c.a. Infine nella norma CEI 0-16 è:

- rete di distribuzione MT- tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a. o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 35 kV compreso;
- rete AT - tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV fino a 150 kV;
- rete AAT - tensione nominale tra le fasi oltre 150 kV.

[10] Dal quale sono state eliminate dal secondo punto elenco le lettere:

- a) - il lavoro si svolge su di una parte attiva che è un elemento di un circuito dallo schema elettrico complesso;

· b) - l'accesso al locale richiede il superamento di ostacoli particolari quali scale a sviluppo anomalo o asportabili;
· c) - le installazioni sono sistemate in locale molto stretto o comunque in modo da non rendere completamente libero il movimento delle braccia dell'operatore;
· d) - l'assetto delle installazioni risulta modificato significativamente a seguito di eventi esterni (alluvioni, frane, smottamenti, inondazione, incendi, ecc.).

[11] Prendendo così atto, anche seguito di avvenute osservazioni delle AUSL, di quanto disposto dal DM n. 388 del 15-07-2003 che fa obbligo al DL di garantire, in materia di organizzazione del pronto soccorso, un mezzo di comunicazione idoneo ad attivare rapidamente il sistema di emergenza del Servizio Sanitario Nazionale.

[12] Norma CEI 0-15 - Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali.

[13] Sarebbe stato opportuno fare una distinzione ossia se si tratta di manovre su impianti di BT o di manovre da eseguirsi all'interno d'impianti AT (cabine secondarie, cabine primarie, stazioni, ecc.). Per le prime non v'è dubbio, se non altro per ragioni di efficienza operativa, che una persona "d'occasione" con condizione formativa per così dire non istituzionale, debitamente istruita e su disposizione del RI, possa eseguire l'apertura e la chiusura d'interruttori a bordo quadro (es. il portiere dell'albergo che in caso di emergenza riarma gli interruttori al piano in attuazione delle sue mansioni di presidio). Diversa, anche volendo trascurare l'art. 3.2.1 della norma CEI EN 61936-1 (v. Allegato A), è la situazione nel secondo caso. La Norma afferma che ogni impianto deve essere affidato a un RI. Nella realtà questo è vero in minima parte per gli impianti di BT, mentre per gli impianti di AT quasi sempre c'è un URI (interno o esterno) che dispone solo di PES, PAV e PEC e non anche di persone "autorizzate". Non è facile quindi immaginare l'utilizzo di una persona comune se pur "adeguatamente addestrata" per l'esecuzione delle manovre in argomento, a meno che non siano persone esterne anche all'eventuale azienda di manutenzione in appalto (con conduzione dell'impianto), reperite in loco. Quindi necessariamente con competenze acquisite "una tantum" che potrebbero rivelarsi insufficienti ai fini della sicurezza delle stesse persone autorizzate e dell'integrità dell'impianto. Tanto più se si tratta dell'esecuzione di manovre d'emergenza (dove possono sottendersi situazioni di guasto) o di cambio dell'assetto d'esercizio (che possono implicare anche situazioni transitoriamente critiche). Tra l'altro non essendo diversamente specificato, l'autorizzazione del RI sarà di tipo verbale; conseguentemente le responsabilità resterà comunque in capo allo stesso. Infatti, in tutta la Norma gli ordini di esecuzione rilasciati da una persona non presente sono previsti per iscritto. Le responsabilità incombono sia per il fare sia per il "far fare" se non sono supportate da una delega scritta.

[14] Sono prove ad esempio: la ricerca guasti su cavi MT, le misure e prove su trasformatori AT/MT in esercizio, le prove di tensione a norma CEI 11-17 su cavi in esercizio, ecc.

[15] Vedasi anche l'art. 5.3.2.2.

[16] L'obbligo generalizzato del sezionamento del neutro nei sistemi TT era già previsto nella edizione I (aprile 1993) della norma CEI 11-27, all'art. 2.2.02.

[17] Con l'estendersi della Generazione Diffusa (Distribuita), connessa alla rete pubblica, appare impossibile nel caso di lavori, ottemperare all'obbligo di sezionare tutte le fonti di possibile alimentazione. È quindi all'ordine del giorno l'efficacia della funzione sezionamento per i dispositivi d'interfaccia (DDI). La Norma rassicura in tal senso, qualora i DDI siano conformi a quanto previsto dall'art. 8.2.2.3 della norma CEI 0-21.

[18]Restano confermate le misure già previste nell'abrogato articolo 11.2.4 della precedente edizione; però ora la sorveglianza, atta a impedire manovre indebite, è considerata misura di pari efficacia ai blocchi meccanici e agli impedimenti all'accesso agli organi di manovra.

[19] Sezionatori di terra con potere di chiusura (stabilimento) sotto corto circuito commisurato con la corrente di corto circuito presunta della rete di distribuzione nel punto di connessione della cabina (di tipo E2).

[20] Sono considerati pericolosi i potenziali trasferiti che eccedono i valori di cui alla curva di sicurezza $U_{TP} = f(t_F)$ di fig. 4 della norma CEI EN 50522, dove t_F è il tempo di eliminazione del guasto a terra. In relazione alla posizione di lavoro i potenziali trasferiti possono coincidere anche con l'intera tensione totale di terra dell'impianto primario.

[21] In genere sono utilizzati dispositivi di equipotenzializzazione che annullano le tensioni longitudinali (contatti mano-mano) e trasversali (contatti mani-piedi) oppure guanti isolanti, tronchetti isolanti di classe 0 previsti per tensioni fino a 1000 Ve teli isolanti.

[22] Che forniva $D_v = S + D_L$ con lo "spessore" S che assumeva i valori seguenti per tensioni nominali:

· £ a 1 kV 0,50 m
· > a 1 kV ma £ 110 kV 1,00 m

· > a 110 kV 2,00 m.

[23] Quanto prescritto nell'art. 6.3.6.1 sembra debordare dai compiti propri del PL. Infatti, a proposito del lavoro sotto tensione, è detto che la scelta della modalità di esecuzione del lavoro, in assenza del URL, è di competenza del PL. In tal modo, anche se per ceccezione, si prefigurano compiti di valutazione del rischio in capo al PL, non coerenti con il TU e con la stessa impostazione degli aspetti organizzativi previsti dalla Norma. Infatti nella logica del preparare per prevenire, presente o assente che sia l'URL, se il lavoro è complesso il PL mette e mantiene in opera le misure di sicurezza riportate sul Piano d'intervento (mod. PI 1). Se invece il lavoro è routinario (tipizzato come ripetitivo) attua il contenuto della Scheda sostitutiva del PI 1(mod. PI 2). In entrambi i casi il PL opera sulla base di prescrizioni preordinate da altri, senza margini discrezionali, salvo la verifica d'applicabilità delle misure previste e quello di disporre l'interruzione dei lavori a fronte di avverse condizioni ambientali o dell'insorgenza di rischi non previsti.

[24] Art. 83. Lavori in prossimità di parti attive

1. Non possono essere eseguiti lavori non elettrici in vicinanza di linee elettriche o d'impianti elettrici con parti attive non protette, o che per circostanze particolari si debbano ritenere non sufficientemente protette, e comunque a distanze inferiori ai limiti di cui alla tabella 1 dell'allegato IX**, salvo che non vengano adottate disposizioni organizzative e procedurali idonee a proteggere i lavoratori dai conseguenti rischi.**

2. Si considerano idonee ai fini di cui al comma precedente le disposizioni contenute nelle pertinenti norme tecniche.

Art. 117 - Lavori in prossimità di parti attive

Ferme restando le disposizioni di cui all'articolo 83, quando occorre effettuare lavori in prossimità di linee elettriche o di impianti elettrici con parti attive non protette o che per circostanze particolari si debbano ritenere non sufficientemente protette, ferme restando le norme di buona tecnica, si deve rispettare almeno una delle seguenti precauzioni:

a) mettere fuori tensione e in sicurezza le parti attive per tutta la durata dei lavori;

b) posizionare ostacoli rigidi che impediscano l'avvicinamento alle parti attive;

c) tenere in permanenza, persone, macchine operatrici, apparecchi di sollevamento, ponteggi ed ogni altra attrezzatura a distanza di sicurezza.

La distanza di sicurezza deve essere tale che non possano avvenire contatti diretti o scariche pericolose per le persone tenendo conto del tipo di lavoro, delle attrezzature usate e delle tensioni presenti **e comunque la distanza di sicurezza non deve essere inferiore ai limiti di cui all'allegato IX o a quelli risultanti dall'applicazione delle pertinenti norme tecniche**.

[25] Per la violazione dell'art. 83, c. 1, e dell'art. 117. il datore di [lavoro] e il dirigente sono puniti con la pena dell'arresto da tre a sei mesi o con l'ammenda da 2.500 a 6.400 euro.

Nei confronti del preposto, qualora le **disposizioni organizzative e procedurali siano state predisposte, la loro violazione o inosservanza** è sanzionata con **l'arresto fino a due mesi o ammenda da 400 a 1.200 euro ai sensi dell'articolo 19, comma 1, lettere a).**

[26] In realtà, specialmente se si tratta di linee AT, è necessaria la valutazione dell'inclinazione della catenaria dei conduttori sotto l'azione del vento e degli abbassamenti di quota degli stessi dovuti alle variazioni termiche.

[27] Dovrebbe trattarsi di una persona dichiarata PES per l'esecuzione dei lavori elettrici sulla tipologia d'impianto/linea interferita.

[28] Se viene adottata la procedura di protezione mediante l'installazione di barriere o protettori isolanti, blocchi o altro, l'esercente l'impianto/linea interferita deve approvare l'adeguatezza di tali protezioni.

Notizie dagli Albi

A pesca di sicurezza

Albo Qualificazione delle Imprese Installatrici Elettriche dell'UMBRIA (già AQUINEL)

Unae Umbria

Assisi (PG), 24 febbraio 2014 – "Un bravo pescatore tiene d'occhio la corrente". E' questo lo slogan che ha caratterizzato venerdì scorso la tappa ad Assisi del ciclo d'incontri dedicati alla sicurezza con azioni di divulgazione, informazione e formazione per la conoscenza dei rischi elettrici negli ambienti di vita, di lavoro e di svago; in particolare alla prevenzione dagli infortuni elettrici associati all'attività della pesca sportiva.

"A pesca di sicurezza" è il tema del convegno, che si è svolto presso l'Hotel Domus Pacis in Santa Maria degli Angeli - Assisi, promosso in Umbria e Toscana da Enel Distribuzione, AEIT (Associazione elettrotecnica, elettronica, automazione, informatica e telecomunicazioni), Unae Umbria (Istituto di Qualificazione delle imprese di installazione di impianti elettrici) e ANSE, in collaborazione con le associazioni della pesca sportiva della Regione.



Dai rischi associati all'elettricità alle regole da seguire quando si pesca in prossimità delle linee elettriche fino al primo soccorso in caso di folgorazione da scariche elettriche: su questi temi sono intervenuti il Presidente Fipsas Umbria Vanni Giorgioni, la Responsabile DTR Toscana Umbria Debora Stefani, il Presidente Anse Umbria Enzo Severini, il Presidente Unae Umbria Franco Micanti, il presidente Arcipescafisa Umbria Claudio Vici e Carlo Cambi, Mauro Natali in rappresentanza della Provincia di Perugia e Michele Pompei dell'Università di Perugia.

Al termine del convegno ai partecipanti è stato consegnato un attestato e un simpatico gadget da indossare.

Nella locandina predisposta per la manifestazione si intende richiamare l'attenzione sui rischi elettrici potenzialmente presenti lungo i corsi d'acqua e suggerire i comportamenti in caso di infortunio elettrico.

Notizie dagli Albi

Elettrica 2014

Albo Qualificazione delle Imprese Installatrici Elettriche del Piemonte e della Valle d'Aosta (IRPAIES)

Unae Piemonte e Valle d'Aosta

Dal 13 al 16 marzo 2014 si è svolta a Novara la settima edizione di “ Elettrica”, una mostra Convegno che raccoglie tutti i principali operatori della produzione, distribuzione e installazione di materiale elettrico. La manifestazione è stata organizzata dal gruppo Comoli Ferrari, fondata nel 1929, azienda leader nel settore della grande distribuzione, che ha recentemente rafforzato la sua presenza sul territorio italiano raggiungendo 82 filiali complessive, 700 collaboratori e un volume d’affari che lo scorso anno ha raggiunto i 292 milioni di euro.

Anche in questa edizione sono stati previsti importanti appuntamenti di approfondimento e di formazione tecnica, compresi numerosi incontri con studenti degli Istituti Tecnici del novarese, oltre a momenti di svago e intrattenimento. Tra gli incontri tecnici, particolare rilevanza ha avuto il Convegno di formazione gratuita CEI tenutosi venerdì 14 marzo sul tema: “Lavori elettrici e impianti utilizzatori elettrici, elettronici e di comunicazione”.

Il programma del Convegno, a cui l’UNAE Piemonte e Valle d’Aosta ha dato il proprio patrocinio, ha riguardato i seguenti argomenti:

PROGRAMMA

8.30	REGISTRAZIONE DEI PARTECIPANTI
9.00	SALUTO DI BENVENUTO ING. GIAMPAOLO FERRARI Amministratore Delegato Comoli Ferrari Direzione CEI
9.30	LAVORI ELETTRICI E NON ELETTRICI: LA NUOVA NORMA CEI 11-27 E RELAZIONI CON IL TESTO UNICO SULLA SICUREZZA PER. IND. VINCENZO MATERA Segretario CT 44 del CEI
10.20	EVOLUZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI NELL’EDILIZIA: DALL’IMPIANTO PASSIVO ALL’IMPIANTO SMART PROF. Angelo Baggini Docente Università di Bergamo
11.00	INTERVALLO
11.30	CONNESSIONE UTENTI ALLE RETI MT E BT: NORME CEI 0-16 E 0-21 E SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA PROF. Giuseppe Cafaro Docente Politecnico di Bari
12.15	DIBATTITO
13.00	PRANZO NELL’AREA FIERA OFFERTO DA COMOLI FERRARI
15.00	MISURE DI SICUREZZA ANTINCENDIO PER LE MACCHINE ELETTRICHE CON PRESENZA DI LIQUIDI ISOLANTI: DECRETO 18/12/2013 Rappresentante CNVVF Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco
15.45	CABLAGGIO PER LE COMUNICAZIONI ELETTRONICHE E DISTRIBUZIONE MULTIMEDIALE NEGLI EDIFICI RESIDENZIALI: LA NUOVA GUIDA TECNICA CEI 306-2 SIG. Claudio Pavan Segretario SC 100D del CEI
16.30	DIBATTITO
17.15	CHIUSURA LAVORI

ELETTRICA®
13-16 MARZO 2014
WWW.ELETTRICANOVARA.IT
NOVARA - CORSO TRIESTE - C/O SPORTING VILLAGE

Ai lavori hanno assistito oltre 200 persone che hanno dato vita ad un animato dibattito al termine delle sessioni dei lavori.

RUBRICA

ENGLISH FOR ELECTRICIANS & CO.



LEMMI E SIGLE IN LINGUA INGLESE, DIFFUSE DALLE NORME TECNICHE.

Antonello Greco.

Sempre più spesso le norme tecniche si arricchiscono di nuovi termini che derivano dalla lingua inglese, merito della standardizzazione delle norme a livello internazionale.

Il motivo di questa piccola rubrica? Cercare di rendere familiari le nuove sigle ed i lemmi che stanno divenendo linguaggio comune e che sempre più spesso ritroviamo nelle definizioni normative delle nostre norme tecniche … nella speranza di rendere più agevole il nostro mestiere.

Il termine che voglio proporvi è **BOS - Balance Of System: Resto del sistema.**
Secondo quanto indicato all'articolo 3.24 della Guida Cei 82-25:2010-09 è l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici e inclusi interruttori, sistemi di controllo, strumenti di misura, sistemi di condizionamento della potenza, strutture meccaniche di supporto e sistemi di accumulo, se presenti.

Alla prossima.

Incontri Tecnici

Seminario: "L'evoluzione dell'impianto elettrico BT"

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO

Generazione distribuita e smart building

A cura del CEI – Relazioni Esterne - Ufficio Stampa

Si terrà a Lecce il prossimo 15 aprile il quinto appuntamento con i seminari sul tema dell'evoluzione dell'impianto elettrico in Bassa Tensione organizzato dal CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano in collaborazione con ABB, ospitato presso l'Hotel Arthotel & Park in Via G. De Chirico 1.

I rapidi cambiamenti – attuali e futuri – che hanno coinvolto il contesto tecnologico, energetico ed economico nazionale condurranno ad una inevitabile evoluzione di tutti gli impianti elettrici BT dettata dalle continue sfide imposte dal progresso tecnologico e normativo.

Il pomeriggio formativo organizzato a Lecce prevede una relazione dedicata alla Norma CEI 0-21 e alle regole di connessione nel contesto energetico nazionale, e proseguirà con una relazione dedicata alla prestazione energetica di componenti e sistemi elettrici inseriti in edifici, con riferimento agli strumenti normativi oggi disponibili che coinvolgono l'automazione, la regolazione e la gestione tecnica degli impianti contenuti. Particolare riferimento vien fatto,inoltre, alla Guida CEI 205-18.

Le relazioni saranno accompagnate dalla presentazione di prodotti e soluzioni ABB per l'interfacciamento alla rete BT e per l'efficienza energetica correlata alla building automation.

La partecipazione è gratuita, previa iscrizioni on line compilando la scheda del sito CEI www.ceiweb.it alla voce Eventi – Seminari e Altri Convegni, o via e-mail entro l'11 aprile all'indirizzo: cornali@ceiweb.it.

Con il patrocinio di:

UNAE PUGLIA

CNA

Scheda di adesione

La partecipazione è gratuita, l'iscrizione
è obbligatoria fino ad esaurimento posti

Cognome……………………………………........

Nome ………………………………...........……

Mansione………………………………...……....

Ditta/Ente………………………………........……

Via ……...……………………….…………..………

Città ………………..…………….………………...

CAP……….……………..…Prov ……………..

Tel…………………… Fax ……………...……….

E-mail ……………………………………........

Privacy Dlgs. 196/03: I dati conferiti all'atto dell'iscrizione al Convegno saranno trattati dal CEI, su supporto cartaceo ed informatico, al fine della organizzazione del medesimo Convegno e potranno essere utilizzati in futuro per segnalarle altre iniziative simili promosse dal CEI. I dati saranno trattati da soggetti incaricati dal CEI e potranno essere comunicati alle aziende sponsor del Convegno, indicate nella presente locandina, al fine di inviarle informazioni sulla loro attività. Il titolare dei dati è:

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO
Via Saccardo 9 - 20134 Milano

Firma ……………………………………………………..

E' possibile iscriversi on line compilando la scheda dal sito CEI www.ceiweb.it alla voce Eventi o via e-mail entro il 14/04/2014 a : gemelli@ceiweb.it

Per informazioni:
Viviana Gemelli - Tel. 02 21006.231
Fax 02 21006.210

Con il supporto di:

ANIE Federazione – FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

ABB

BETACAVI

CONTRADE – SOLUZIONI DI PROTEZIONE DA SOVRATENSIONI

EATON – Powering Business Worldwide

EL – UPGRADING EVERYDAY SECURITY

GE Energy Industrial Solutions

GEWISS – DOMOTICS ENERGY LIGHTING

IMQ CSQ

Prysmian Group

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO

CORPO NAZIONALE DEI VIGILI DEL FUOCO

PADOVA

17 APRILE 2014
ore 9.00

CONVEGNI DI FORMAZIONE CEI 2014

Lavori elettrici e impianti utilizzatori elettrici, elettronici e di comunicazione (EEC)

presso

HOTEL SHERATON
Centro Congressi
Corso Argentina 5

con il Patrocinio

Ministero dello Sviluppo Economico

Presentazione del Convegno

I Convegni CEI di formazione gratuita per l'anno 2014 trattano le novità normative di più recente pubblicazione.

Le giornate si aprono con una relazione dedicata alla nuova edizione della Norma CEI 11-27, norma che tratta argomenti non coperti dalla recente nuova edizione della Norma quadro europea CEI EN 50110-1:2014. La norma CEI, chiamata "complementare" deve essere utilizzata congiuntamente alla norma europea; tiene conto delle disposizioni obbligatorie dettate dal D.Lgs 81/2008 e s.m.i. e delle diverse organizzazioni aziendali operanti nel settore.

L'intervento successivo è dedicato all'evoluzione delle caratteristiche degli impianti elettrici nell'edilizia, con particolare riferimento alla revisione in corso delle guide tecniche della serie CEI 64-50: postazioni di ricarica dei veicoli elettrici, integrazione e requisiti di efficienza energetica degli impianti e relativi componenti negli edifici.

Il terzo intervento, dei convegni 2014, propone un'analisi ragionata dello stato e della evoluzione delle due norme CEI 0-16 e 0-21 con particolare riferimento anche alla presenza negli impianti di energia elettrica di sistemi di accumulo.

I pomeriggi si aprono con una relazione del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco relativa alle misure di sicurezza antincendio per le macchine elettriche con presenza di liquidi isolanti. Vengono presentate le misure di prevenzione incendi da assicurare per le nuove installazioni e per quelle esistenti nonché i relativi termini di adeguamento per quest'ultime senza trascurare quanto già proposto in materia dalla Norma CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 KV in c.a".

Infine, con riferimento alla nuova Guida Tecnica CEI 306-2, relativa al cablaggio per comunicazioni elettroniche negli edifici residenziali, vengono illustrate le diverse tipologie di cablaggio incluso il cablaggio strutturato (reti LAN domestiche) e la tipologia distributiva raccomandata, comprese alcune indicazioni per le soluzioni con tecnologie WiFi.

Sono inoltre descritte alcune soluzioni di predisposizione di spazi installativi (raccomandate dalle Guide della serie CEI 64-100) con caratteristiche adeguate, cioè tali da consentire non solo le realizzazioni di impianti nel momento contestuale o successivo alla costruzione, ma anche agevolare gli interventi successivi di rinnovamento.

Programma

Ore 8.30 Registrazione dei partecipanti

Ore 9.15 Saluto della Direzione CEI

Saluto Autorità

Ore 9.30 Lavori elettrici e non elettrici: la nuova norma CEI 11-27 e relazioni con il Testo Unico sulla Sicurezza
Per Ind. Vincenzo Matera
Segretario CT 44 del CEI

Ore 10.30 Evoluzione degli impianti elettrici nell'edilizia: dall'impianto passivo all'impianto smart
Prof. Angelo Baggini
Docente Università di Bergamo

Ore 11.15 Intervallo

Ore 11.45 Connessione utenti alle reti MT e BT: norme CEI 0-16 e 0-21 e sistemi di accumulo di energia elettrica
Prof. Giuseppe Cafaro
Docente Politecnico di Bari

Ore 12.45 Dibattito

Ore 13.15 Intervallo

Pomeriggio:

Ore 14.30 Misure di sicurezza antincendio per le macchine elettriche con presenza di liquidi isolanti.
Rappresentante CNVVF

Ore 15.30 Cablaggio per le comunicazioni elettroniche e distribuzione multimediale negli edifici residenziali: la nuova Guida Tecnica CEI 306-2
Per. Ind. Claudio Pavan
Segretario SC 100D del CEI

Ore 16.15 Dibattito

Ore 17.00 Chiusura dei lavori

Partecipano:

AEIT ASSOCIAZIONE ITALIANA di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni

UNAE VENETO

Notiziario AielIrpaies

45° anno

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti



Trasformatore interserie

Trasformatore inserito nel circuito serie (primario) che alimenta più centri luminosi di un circuito serie secondario.

ANNO XLV

N. 3 – MAGGIO/GIUGNO 2014

EDITORIALE

Mentre preparavo questo numero del Notiziario, dedicato al risparmio energetico, alle fonti rinnovabili e all'attualissimo tema delle tariffe per l'utilizzo delle pompe di calore, mi sono fatto piacevolmente distrarre da un nuovo rapporto tecnico fresco di stampa, la guida all'applicazione della Norma Europea EN 50160 (CEI CLC/TR 50422), pubblicato per ora in lingua inglese. Come noto, la Norma Cei En 50160 si occupa delle caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.
L'occasione mi ha suggerito di riprendere il tema, ricordando ai più distratti che dal 1° gennaio 2012 la tensione nominale delle reti di distribuzione di bassa tensione in Italia è 230/400 V. Il "merito" è dovuto all'abrogazione della Legge 105/1949. Era infatti a causa di questa disposizione che non era stato possibile assumere questi valori unificati a livello europeo.
A dirla tutta, però, proprio quella legge emanata nel lontano dopoguerra qualcosa di buono l'aveva fatto. Infatti, in tempi dove la rete italiana era ancora frammentata in miriadi di società elettrocommerciali, la legge unificava la tensione delle reti di distribuzione a 220/380 V.
Qualche anno prima il compito di unificare la frequenza era toccato ad un'altra disposizione, la Legge 7 dicembre 1942, n. 1745 "Unificazione delle frequenze degli impianti elettrici". Oggi l'abbiamo dimenticato, ma allora le reti di distribuzione, non solo avevano frequenze differenti, ma venivano esercite ancora porzioni di rete in corrente continua.
Da una curiosità ad un'altra. Da questo numero, la controcopertina, è dedicata a Tavole e Tabelle di uso corrente. Oggi rispolveriamo le tabelle del Sistema Internazionale delle Unità di Misura, ma naturalmente si accettano copiosi suggerimenti.
A me non resta che augurarvi buona lettura e buon lavoro.

Antonello Greco.

Notiziario AIEL IRPAIES

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107
del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino
Direttore Responsabile: Antonello Greco
Chiuso in redazione il 26 maggio 2014
Distribuito gratuitamente su: **www.unae.it**
Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta
Presidente: Antonio Serafini
Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino
Tel. 011 746897 – fax. 011 3819650
Codice Fiscale 80099330013
Partita IVA 07651840014
e-mail: **info@unae-irpaies.it**
Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail comunicando il proprio indirizzo a: **info@unae-irpaies.it**
Ai sensi del D.lgs 196/2003 l'editore garantisce la massima riservatezza nell'utilizzo della propria banca dati con finalità di invio del periodico. Ai sensi dell'art. 7 ai suddetti destinatari è data la facoltà di esercitare il diritto di cancellazione o rettifica dei dati ad essi riferiti.
Informativa conforme all'art. 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - L.675/96).
Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione.
Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Per informazioni scrivere a: **info@unae-irpaies.it**

INDICE

IN COPERTINA

Fotografia: Trasformatore a corrente costante per illuminazione serie. Costruzioni Elettromeccaniche TAMINI Milano, anno 1975.
Definizione: Norma Cei 64-7:2010-02

NOTIZIE DAGLI ALBI

SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA (SEU)

Emilia - Romagna

DELIBERA 578/2013

1. Le principali novità in sintesi

La delibera, da lungo attesa, individua il perimetro entro cui può svolgersi l'attività libera di auto-approvvigionamento energetico, indicando le modalità con cui **un solo produttore** può installare uno o più impianti alimentati da fonti rinnovabili, o di cogenerazione ad alto rendimento, sulla proprietà di **un solo consumatore** (cliente finale) e vendere direttamente a quest'ultimo l'energia elettrica prodotta.

Il produttore può coincidere con il consumatore.

Questi sistemi di produzione e consumo vengono definiti SEU, cioè Sistemi Efficienti di Utenza e sono ammessi per una potenza complessiva di produzione non superiore a 20 MW e solo se sono realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale (vedi in tab. 1 la definizione di "area").

L'energia prodotta e consumata direttamente (non prelevata dalla rete pubblica) viene venduta dal produttore al cliente finale con un libero contratto commerciale di tipo privato.

L'energia prodotta in eccedenza rispetto ai consumi, viene immessa in rete attraverso la connessione del cliente finale e viene remunerata in base alle previste convenzioni commerciali: scambio sul posto (solo fino a 200 kW) oppure ritiro dedicato oppure vendita sul mercato.

Da quanto sopra si capisce come i SEU siano un'importante opportunità per aumentare la convenienza degli impianti dei produttori. Infatti, evitando il transito dell'energia dalla rete pubblica si possono risparmiare alcune componenti tariffarie che altrimenti graverebbero sul costo del kWh (corrispettivi di trasmissione, distribuzione, componenti A, UC, MCT, ecc.) vedi figura 1.

Nota: prima di questa delibera l'autoapprovvigionamento energetico era possibile mediante l'autoconsumo (produttore coincidente con il consumatore) oppure mediante la costituzione di una ESCO (Energy Service Company) dove il cliente finale, anziché gestire in prima persona l'impianto di produzione, ne affidava la gestione ad un soggetto terzo. Ora la materia viene regolata nel suo complesso e in maniera più organica al fine di considerare tutte le possibili situazioni impiantistiche.

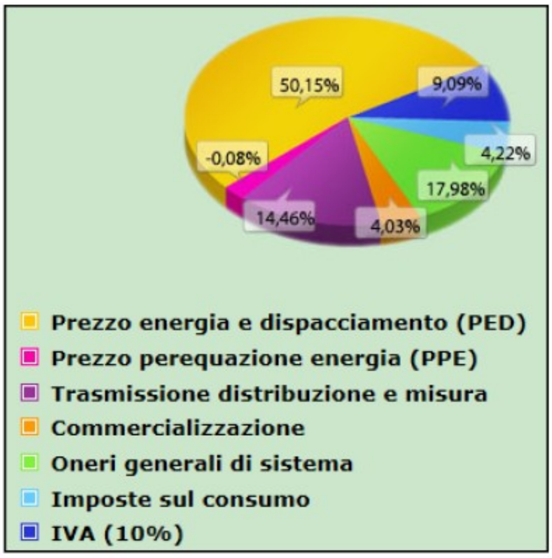


Fig.1 – Composizione del costo del kilowattora in bolletta: il prezzo dell'energia è circa il 50% del costo finale.

Nei sistemi SEU è possibile stipulare o mantenere la convenzione di scambio sul posto col GSE, naturalmente con potenza di produzione fino a 200 kW. A tal fine è stato modificato il TISP (Testo integrato dello scambio sul posto) per rimuovere l'obbligo di un unico soggetto produttore. Nel caso di due soggetti diversi per poter usufruire dello scambio sul posto occorre che tutti i contratti di prelievo e immissione siano gestiti dal cliente finale. Tuttavia, in attesa della revisione delle disposizioni tecniche da parte del GSE, lo scambio sul posto continua ad essere ammesso solo quando il produttore coincide con il consumatore[1].
In figura 2 sono rappresentati gli schemi di un sistema tradizionale, caso a) e di un sistema SEU, caso b).

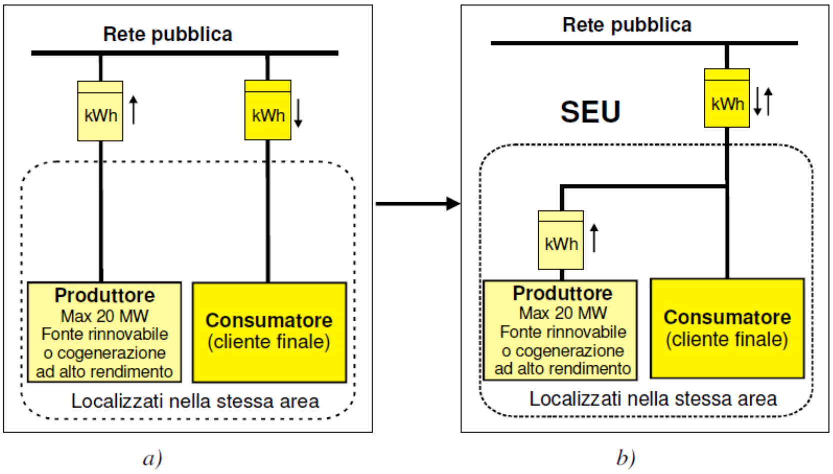


Fig.2 –Nel caso a) due impianti di produzione e di consumo gestiti da due soggetti diversi che dispongono di due connessioni distinte per il prelievo e l'immissione. Il consumatore paga gli oneri di sistema su tutta l'energia consumata.

Nel caso b) un sistema SEU ammette un'unica connessione (in capo al cliente finale) che viene utilizzata anche dal produttore. Il cliente finale acquista l'energia direttamente dal produttore con un libero rapporto privato a prezzi più convenienti rispetto al contratto di fornitura di prelievo dalla rete.

Esemplificando le possibilità dei SEU per gli impianti fotovoltaici, ora diventa possibile per un produttore "affittare" il tetto di uno stabilimento o di un condominio per realizzare un impianto fotovoltaico collegandosi ad una esistente e stipulando un accordo commerciale privato con il titolare della stessa connessione (ad es. azienda o condominio).
Queste possibilità possono favorire la diffusione degli impianti. Ricordiamo che l'energia prodotta da impianti fotovoltaici, pur in assenza di incentivi, è oggi già competitiva se la stessa viene destinata all'autoconsumo, mentre non c'è altrettanta convenienza se l'energia prodotta viene immessa in rete. Oggi possiamo valutare una forbice di circa il 60% tra il valore medio dell'energia immessa in rete (nel norditalia approssimabile a circa 0,07 euro/kWh) e il valore medio dell'energia prelevata (approssimabile a circa 0,20 euro/kWh). Per ulteriori considerazioni sui tempi di ritorno economico degli impianti fotovoltaici.
In questo contesto è prevedibile uno sviluppo dei sistemi di accumulo e dei sistemi di regolazione dei carichi al fine di massimizzare l'autoconsumo. La realizzazione dei sistemi di accumulo è già previsto dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21, ma per il loro impiego occorre attendere l'imminente pubblicazione della delibera AEEG.
Importante: la misura dell'energia prodotta è sempre obbligatoria per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2014, quindi anche per gli impianti fotovoltaici non incentivati in conto energia che ne erano esenti[2].
Per i sistemi di produzione e consumo esistenti, cioè quelli già in esercizio alla data del 1° gennaio 2014, la qualifica di SEU deve essere riconosciuta dal GSE. A tal fine il GSE dovrà predisporre le regole tecniche e un portale informatico.

[1] Come precisato dal GSE con una news del 20/12/2013, per il momento, dal 1° gennaio 2014 la convenzione di scambio sul posto deve essere sottoscritta esclusivamente dall'unico soggetto che ha la disponibilità dell'impianto di produzione e che risulti anche titolare del POD e del contratto di fornitura di prelievo.
[2] La prescrizione è indicata dal TISSPC art. 10. lettera b). Il contatore dell'energia prodotta serve per poter calcolare l'energia effettivamente consumata. Per il servizio di misura bisogna pagare una quota annua al Distributore che per i piccoli impianti domestici è di circa 30 euro/anno.

Per gli impianti esistenti:

- Quelli che usufruiscono dello scambio sul posto verranno automaticamente riconosciuti dal GSE come SEU[3].
  Questo non comporta nell'immediato nessuna implicazione pratica se non la possibilità di poter eventualmente intestare l'impianto di produzione e l'impianto utilizzatore a due soggetti diversi.
- Per gli altri impianti che ne hanno i requisiti il produttore e il cliente finale dovranno presentare richiesta al GSE.

Per i nuovi impianti, entro 60 giorni dall'entrata in esercizio il GSE certifica se sono classificabili come SEU.

Gestione degli eventuali distacchi per morosità. Poiché il punto di connessione è unico e nella titolarità del cliente finale, un eventuale distacco della fornitura per morosità determinerebbe un evidente danno al produttore. La delibera regola questa evenienza disponendo l'obbligo per il Distributore di inviare una notifica al produttore prima di eseguire il distacco, in modo che il produttore può richiedere una connessione di emergenza che gli consente di continuare ad immettere energia in rete. In pratica la connessione di emergenza risulta quella già presente senza l'esecuzione di nessuna opera quando la potenza richiesta non supera quella già disponibile nel punto di connessione.

Il regolamento di esercizio deve essere sottoscritto dal produttore e dal consumatore.

Per il pagamento delle accise non ci sono ancora regole certe in quanto l'Agenzia delle Dogane dovrà emettere la normativa al riguardo. In particolare dovrà essere chiarito se l'energia autoconsumata sarà esente dalle accise.

<table>
<tr>
<td rowspan="4">ASSPC
(Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo)
Sistemi elettrici, di produzione e di consumo, connessi alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica alle unità di consumo si configura come "auto approvvigionamento energetico" e non come attività di trasmissione e/o distribuzione.
Nota: per convenzione tra gli ASSPC non rientrano le "cooperative storiche" e i "consorzi storici" dotati di rete propria, che sono definiti dalla sigla SSPC e che godono di condizioni particolari.</td>
<td>SEU (Sistemi Efficienti di Utenza)
Sistemi in cui uno o più impianti di produzione installati sullo stesso sito e con potenza complessiva non superiore a 20 MW, alimentati da fonti rinnovabili oppure di tipo cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi con un collegamento privato all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.</td>
</tr>
<tr>
<td>SEESEU (Sistemi Esistenti Equivalenti ai SEU)
Sistemi esistenti per i quali l'autorizzazione è stata richiesta entro il 4/7/2008 e ottenuta entro il 31/12/2013 e che sono a loro volta suddivisi nelle ulteriori sottocategorie:
- SEESEU-A: Sistemi col medesimo soggetto giuridico che riveste il ruolo di produttore e unico cliente finale (non c'è il vincolo della potenza massima di 20 MW nè il vincolo della presenza esclusiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento).
- SEESEU-B: Sistemi che rispettano i requisiti dei SEU (tutti gli impianti esistenti che hanno lo scambio sul posto rientrano automaticamente in questa tipologia);
- SEESEU-C: Altri sistemi con uno o più clienti dello stesso gruppo societario e con uno o più produttori. Questi sistemi hanno tempo per regolarizzarsi fino al 31 luglio 2015. Entro tale data tutte le unità di produzione dovranno essere gestite da un unico produttore e tutte le unità di consumo da un unico cliente finale, pena la perdita di qualifica di SEU.</td>
</tr>
<tr>
<td>ASAP (Altri Sistemi di Autoproduzione)
Sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante.</td>
</tr>
<tr>
<td>ASE (Altri Sistemi Esistenti)
Sistemi che non rientrano nelle altre configurazioni.</td>
</tr>
</table>

Tab. 1 – Classificazione dei sistemi semplici di produzione consumo e secondo le definizioni del TISSC.

[3] Più precisamente vengono riconosciuti come SEESEU-B, secondo la classificazione di tabella 1.

2. Ulteriori punti trattati dal TISSPC (Allegato A alla delibera 578/2013)

L'Allegato A viene denominato TISSPC "Testo integrato per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo" che stabilisce il perimetro entro cui può svolgersi l'attività libera di auto-approvvigionamento energetico e le modalità di interfacciamento con la rete pubblica per le molteplici situazioni impiantistiche.

In base alle soluzioni impiantistiche, i sistemi di produzione e consumo vengono suddivisi in due gruppi principali:

- SSPC (Sistemi Semplici di Produzione e Consumo) che fanno parte di Cooperative storiche e di Consorzi storici dotati di rete propria: gli SSPC si riferiscono a situazioni particolari che non esaminiamo nella presente circolare;
- ASSPC (Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo) che si riferiscono alle altre situazioni più diffuse.

A loro volta i sistemi ASSPC, in base ai loro requisiti, sono classificati in ulteriori sottosistemi riassunti in tabella 1.

I sistemi che possono usufruire dei benefici tariffari (vedi tabella 2) sono quelli nuovi classificati come SEU e quelli esistenti classificati SEESEU –A/B/C.

Sintesi del quadro tariffario

Nella tabella 2 sono riassunte le condizioni tariffarie che sono applicate ai diversi sistemi di produzione e consumo.

I benefici tariffari, evidenziati su sfondo giallo, consistono nel pagamento delle componenti tariffarie solo per l'energia prelevata dalla rete anziché su tutta quella consumata (che è maggiore).

Si può vedere come, per la quota di energia auto consumata, i SEU e i SEESEU/A/B sono esenti da tutte le componenti tariffarie, mentre gli ALTRI SISTEMI sono esentati solo per le componenti trasmissione e distribuzione.

I sistemi SEESEU-C hanno un beneficio leggermente ridotto rispetto ai SEU in quanto soggetti al pagamento della componente MCT che tuttavia non è incisiva (circa 0,00017 €/kWh a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari).

<table>
<tr><th rowspan="2"></th><th colspan="3">Componenti tariffarie variabili che gravano sul costo dell'energia</th></tr>
<tr><th>MCT</th><th>ONERI GENERALI</th><th>TRASMISSIONE e DISTRIBUZIONE</th></tr>
<tr><td>SEU</td><td rowspan="3">Energia prelevata dalla rete</td><td rowspan="4">Energia prelevata dalla rete</td><td rowspan="5">Energia prelevata dalla rete</td></tr>
<tr><td>SEESEU-A</td></tr>
<tr><td>SEESEU-B</td></tr>
<tr><td>SEESEU-C</td><td>Energia consumata</td></tr>
<tr><td>ALTRI SISTEMI (ASAP – ASE)</td><td>Energia consumata</td><td>Energia consumata</td></tr>
</table>

Tab. 2 – Applicazione delle componenti tariffarie per i diversi sistemi di produzione e consumo.

Sottoscrizione dei contratti di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia immessa e prelevata (art 11)

Quando il cliente finale e il produttore sono due soggetti diversi, ci sono quattro possibilità, come esemplificato in tabella 3. Nella stessa tabella sono indicate, per le diverse configurazioni, le possibilità di accesso agli incentivi, al ritiro dedicato e allo scambio sul posto.

Modifiche al TICA (Testo integrato per le connessioni attive)

Il TICA viene aggiornato al fine di comprendere tutte le situazioni impiantistiche previste dal TISSPC[4].

[4] Sono stati aggiornati gli artt. 1, 6, 7, 10, 19, 23, 36 del TICA, inoltre anche TERNA dovrà aggiornare il sistema GAUDÌ per la registrazione degli impianti di produzione e anche i Distributori dovranno modificare i propri sistemi informatici entro il 1° gennaio 2015 prevedendo modalità transitorie per il 2014.

<table>
<tr><th colspan="3"></th><th>Possibilità di accedere agli incentivi per i quali si ha diritto</th><th>Possibilità di scambio sul posto</th><th>Possibilità di ritiro dedicato</th></tr>
<tr><td colspan="2">Produttore e cliente finale coincidono</td><td>Il cliente finale è anche produttore e titolare dell'officina elettrica e stipula i contratti di trasporto, dispacciamento e compravendita dell'energia immessa e prelevata</td><td>SI
sull'energia prodotta e immessa</td><td>SI</td><td>SI</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Cliente finale e produttore sono due soggetti diversi
Con un contratto privato il produttore vende al cliente finale l'energia da lui prodotta e subito consumata (senza venire immessa in rete)</td><td>Caso A</td><td>• Il cliente finale gestisce il contratto di fornitura dell'energia prelevata
• Il produttore gestisce i contratti per l'immissione di energia in rete</td><td>SI
sull'energia prodotta e immessa</td><td>NO</td><td>SI</td></tr>
<tr><td>Caso B</td><td>• Il cliente finale gestisce tutti i contratti per l'accesso alla rete (immissione e prelievo)
• Il produttore rimane il titolare dell'officina elettrica</td><td>SI
sull'energia prodotta
NO
sull'energia immessa</td><td>SI</td><td>NO</td></tr>
<tr><td>Caso C</td><td>• Il produttore gestisce tutti i contratti per l'accesso alla rete (immissione e prelievo)
• Il cliente finale rimane il titolare del punto di connessione</td><td>SI
sull'energia prodotta e immessa</td><td>NO</td><td>SI</td></tr>
<tr><td>Caso D</td><td>Il cliente finale e il produttore delegano ad un soggetto terzo la gestione di tutti i contratti</td><td>SI
sull'energia prodotta
NO
sull'energia immessa</td><td>NO</td><td>NO</td></tr>
</table>

Tab. 3 – Esempi delle configurazioni giuridico/contrattuali consentite per i SEU e relative implicazioni per quanto riguarda l'accesso agli incentivi, allo scambio sul posto e al ritiro dedicato.

Fonte: CIRCOLARE n. 02/14 (Prot. GN/22/14).
Bologna, 07 aprile 2014

TECNICA

COSTI E RISPARMI DELLA RIQUALIFICAZIONE

DI UN IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PUBBLICA.

Mario Bonomo

L'autore suggerisce un metodo semplice per valutare in linea di massima il risparmio che un Comune può ottenere dalla riqualificazione del suo impianto di illuminazione, nonché il costo di tale opera e il tempo di ritorno dell'investimento.



L'illuminazione pubblica rappresenta un onere non trascurabile sui costi delle amministrazioni comunali. Se si calcola che vi è in media un centro luminoso per sei abitanti, il costo per abitante dell'illuminazione pubblica è pari a un sesto dei costi energetici e di manutenzione di ogni centro. Il costo dell'energia di quest'ultimo, tenuto conto di una potenza media attualmente di 150 W e di un prezzo medio dell'energia elettrica di 0,15 €/kWh, è 0,150 kW x 4000 ore x 0,15 €/kWh = 90 €; il costo della manutenzione ordinaria e straordinaria può valutarsi mediamente in 75 €/anno; totale: 165 €/anno. Per ogni abitante il costo risulta pari a un sesto di tale importo e quindi di 27,50 €/anno: valore che può variare da caso a caso, ma che ci dà un ordine di grandezza di questo onere per il cittadino.

Le due carte vincenti dei nuovi impianti

Il suddetto importo può essere ridotto drasticamente con una riqualificazione appropriata dell'impianto, per effetto essenzialmente di due novità intervenute negli ultimi anni nella tecnica di questo settore:

a) l'avvento della nuova sorgente a LED, le cui prodigiose prestazioni in efficienza e in durata stanno rendendo obsolete tutte le sorgenti luminose finora impiegate, tanto negli esterni, quanto negli interni;

b) l'adozione, in tutti i piani di ammodernamento e sviluppo degli impianti di illuminazione pubblica, della normativa di settore che assegna a ogni tipo di strada prestazioni impiantistiche strettamente correlate alle sue necessità peculiari, in relazione al tipo e all'intensità del traffico, e alle caratteristiche ambientali in tema di sicurezza.

Le nuove sorgenti a LED, che sono tuttora oggetto di continui perfezionamenti, presentano oggi un'efficienza almeno doppia di quella delle vecchie lampade al mercurio, ancora presenti in quantità non trascurabile sugli impianti, e dimensioni di molto inferiori, che consentono di indirizzare sulla strada la luce prodotta in quantità maggiore rispetto a quanto era possibile fare con le sopra citate lampade al mercurio; inoltre anche il colore della luce dei LED, con una resa cromatica oltre 70, consente alle lampade a LED di illuminare le strade con un livello del 30% circa inferiore a quello richiesto alle lampade al mercurio, la cui resa cromatica è intorno a 50; ciò grazie all'accresciuta visibilità garantita dalla loro luce qualitativamente migliore. Trascurando quest'ultima prestazione – data la relativa contiguità delle due rese cromatiche – il risultato dei primi due aspetti è che, a parità di prestazioni, l'energia assorbita dai LED è inferiore a un terzo rispetto a quella necessaria per le lampade al mercurio, con un risparmio di energia dell'ordine del 70%.
Rispetto alle più recenti lampade al sodio ad alta pressione, i LED non si differenziano né per l'efficienza né per le dimensioni bensì per il colore della luce, bianco nei LED e bianco-oro nelle lampade al sodio, con una resa cromatica intorno a 20. In tal caso, la grande differenza fra le due rese cromatiche consentono senza alcun dubbio di fruire della facoltà prevista dalla normativa di ridurre del 30% il livello d'illuminazione della strada, ottenendo un risparmio energetico dello stesso ordine.
Nel confronto con l'ultima delle lampade presente oggi negli impianti – sebbene in quantità limitata rispetto a quelle sopra considerate –, quella ad alogenuri, la differenza delle prestazioni dei LED non risiede in nessuna delle tre caratteristiche sopra richiamate (efficienza, dimensioni della sorgente, qualità della luce) ma nella durata, decisamente superiore (almeno tre volte tanto) quella dei LED.

I possibili risparmi conseguibili dalla riqualificazione di un impianto



Una valutazione di massima sui possibili risparmi conseguibili sui costi energetici degli impianti dati da un loro ammodernamento può quindi essere effettuata sulla base di quanto fin qui esposto: se l'impianto è efficiente (nel senso che funziona regolarmente senza avvisaglie di cedimenti), per quanto obsoleto, e il suo dimensionamento può considerarsi aderente ai requisiti della normativa in vigore, la riqualificazione può consistere soltanto nella sostituzione degli apparecchi e relative sorgenti luminose con nuovi centri a LED. Il risparmio si calcola semplicemente in base al numero dei centri delle due tipologie sopra considerate:

chiamato con c il prezzo dell'energia (in €/kWh), con P la potenza totale dei centri luminosi presenti sull'impianto (in Watt), n_m il numero dei centri al mercurio e p_m la loro potenza media (in Watt), n_s e p_s numero e potenza di quelle al sodio, il risparmio energetico percentuale è dato dal rapporto fra l'onere d'energia attuale

$$(c\, n_m\, p_m + c\, n_s\, p_s)\, 4000/1000$$

(4000 sono le ore di funzionamento annuo; e il 1000 ci consente di passare dai Watt ai kWatt)

e quello a riqualificazione avvenuta (la nuova potenza dei centri – a LED – diventa il 30% per i centri al mercurio sostituiti e il 70% per quelli al sodio):

$$(0{,}3\, c\, n_m\, p_m + 0{,}7\, c\, n_s\, p_s)\, 4000 / 1000$$

Il risparmio percentuale risulta (essendo $P = n_m\, p_m + n_s\, p_s$), dopo alcuni passaggi:

$$(70 - 40\, n_s\, p_s / P)\%$$

Ad esempio, per un impianto di 1500 centri luminosi, di cui 500 a vapori di mercurio di 140 W di potenza media e 1000 al vapore di sodio di 170 W di potenza media, il risparmio energetico totale risulta dell'ordine di

$$(70 - 40 \times 1000 \times 170/240000)\% = 41{,}7\%$$

essendo $P = 500 \times 140 + 1000 \times 170 = 240000\ W$

Tale calcolo, estremamente semplificato, può soltanto dare un'idea di massima del risparmio energetico conseguibile dalla riqualificazione dell'impianto, ma sufficiente per un primo orientamento sull'utilità dell'operazione. Per una valutazione più precisa e specifica all'impianto in esame, occorre verificare che lo stato dello stesso consenta la sola sostituzione degli apparecchi e delle lampade (sotto il profilo dell'efficienza funzionale e di sicurezza dell'installazione e della sua idoneità a rispettare i requisiti prestazionali delle norme), che i livelli dell'illuminazione siano quelli corretti, individuare in quali strade sia possibile parzializzare i centri nelle ore di minor traffico, ecc.
Per valutare il risparmio che tenga conto anche degli oneri di manutenzione, si possono confrontare questi oneri per i centri più comuni sugli impianti nei due casi dell'impianto esistente e di quello riqualificato, considerando ogni costo della manutenzione (tanto ordinaria che straordinaria) e che il loro standard sia dello stesso livello (stesso tempo massimo di attesa per i ricambi delle lampade andate fuori servizio, stessa frequenza nel controllo dello stato dell'impianto, ecc.). Ho ipotizzato i seguenti valori per i due casi: per i centri esistenti: € 75 e per i nuovi a LED: € 34.
Il risparmio complessivo annuale negli oneri d'esercizio, di larga massima, risulta (essendo $P = n_m\, p_m + n_s\, p_s$, N: il numero totale dei centri luminosi: $N = n_m + n_s$ e avendo assunto un prezzo dell'energia $c = 0{,}15$ €/kWh):

$$(0{,}7\, n_m\, p_m\, c + 0{,}3\, n_s p_s\, c)\, 4000 / 1000 + (75 - 34)N =$$

$$= (0{,}42P - 0{,}24n_s p_s + 41N)$$

e il risparmio in percentuale rispetto i costi attuali:

$$(42P - 24n_s p_s + 4100N)/(0{,}6P + 75N).$$

Con l'esempio precedente, il risparmio in percentuale risulterebbe:

$$(42 \times 240000 - 24 \times 1000 \times 170 + 4100 \times 1500)/(0{,}6 \times 240000 + 75 \times 1500) = 47\%$$

Il costo della riqualificazione di un impianto



La conoscenza sia pure di larga massima del costo della riqualificazione di un impianto può completare il giudizio sulla sua convenienza. Anche questo dato non può prescindere dalla conoscenza puntuale dello stato dell'impianto e quindi anche per tale valutazione valgono le considerazioni sopra espresse: se l'impianto è in buono stato e la sua configurazione geometrica è corretta, la riqualificazione energetica può ridursi al solo cambio del corpo illuminante. Il suo costo comprende quello dell'apparecchio, quello del lavoro per la sua messa in opera, per il suo allacciamento alla rete esistente e per lo smaltimento dell'apparecchio rimosso; esso attualmente può essere valutato fra 500 € e 1000 € per centro, a seconda della potenza e del fornitore prescelto, con una media per i Comuni di modeste dimensioni di circa 600 €.

Il possibile tempo di ritorno della riqualificazione

Prendendo ancora in considerazione l'esempio già visto, si trova un costo della riqualificazione di 1500 centri x € 600 (nell'ipotesi di costo medio degli apparecchi per i Comuni di modeste dimensioni) = € 900000, contro un risparmio annuale pari a:

$$(0{,}42P - 0{,}24n_s p_s + 41N) = (0{,}42 \times 240000 - 0{,}24 \times 1000 \times 170 + 41 \times 1500) = 121500\ €$$

Si ha un tempo di ritorno dell'investimento di 9*00000 / 121500 = 7,4 anni.*

Questo tempo può essere minimizzato con un progetto perfettamente aderente alle effettive necessità di ogni singola strada, soprattutto per i livelli di illuminazione richiesti nelle ore notturne, con una scelta accurata dei corpi illuminanti, una programmazione precisa dei vari interventi necessari e possibilmente con un prezzo più conveniente dell'energia elettrica, contrattato nel libero mercato. In particolare le prime due verifiche sopra indicate possono portare a riduzioni

delle potenze dei centri maggiori di quelle due percentuali adottate nei calcoli (il 70% per le lampade al mercurio e il 30% per quelle al sodio).

Con le espressioni sopra esposte, calcoliamo il tempo di ritorno nell'esempio sopra considerato nei due casi di impianto con lampade tutte al mercurio o tutte al sodio:

con lampade tutte al mercurio, il pay-back è: $600 / (0,42p_m + 41) = 6$ *anni*

con lampade tutte al sodio, il pay-back è: $600 / (0,18p_s + 41) = 8,4$ *anni*

Conclusioni

La riqualificazione d'un impianto d'illuminazione stradale può portare a importanti economie nel bilancio di un Comune, ma l'operazione non è semplice né scontata, come viene talvolta descritta nella propaganda di settore: gli anni di ritorno dell'investimento non sono di poco conto, come si è visto negli esempi illustrati, e si allungherebbero ulteriormente se si tenesse conto del costo finanziario(*) dell'investimento e della necessità eventuale di interventi sull'impianto al di là della semplice sostituzione dei corpi illuminanti. La riqualificazione degli impianti va quindi affidata a progettisti che siano non soltanto preparati sull'argomento, ma che siano indipendenti da qualsiasi interlocutore interessato nella vicenda (costruttori, enti finanziari, ecc.) e quindi in grado di individuare le soluzioni tecniche che meglio si adattano ai singoli casi e che ottimizzano la riuscita dell'operazione.

Per gentile concessione della rivista LUCE n. 307 – aprile 2014.

(*) Come noto, il semplice pay-back non tiene conto né dei costi finanziari dell'investimento necessario alla riqualificazione di un impianto, né della rivalutazione dei canoni, di regola prevista nei contratti per tener conto dell'inflazione. Il calcolo corretto del numero di anni occorrenti per recuperare l'investimento per la riqualificazione di un impianto con i risparmi conseguiti nel suo esercizio è dato dall'espressione:

$$\text{Numero di anni} = \frac{\log \dfrac{R}{R - I(i - t)}}{\log(1 + i - t)}$$

dove **R** è il risparmio negli oneri d'esercizio, per ogni centro luminoso, **I** è il costo della riqualificazione, anch'esso riferito al singolo centro luminoso, **i** è l'interesse bancario e **t** è il tasso annuo di rivalutazione dei canoni d'esercizio.

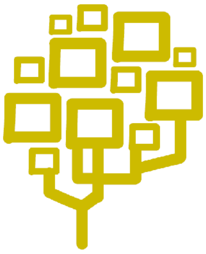
Nel caso sopra assunto ad esempio, in cui si aveva un **R** = $\frac{121500}{1500}$ = **81** € / centro luminoso e

I = **600** €/centro luminoso, considerando un interesse bancario del 7% (**i = 0,07**) e un tasso di rivalutazione t = **0,025**, si avrebbe:

$$\text{Numero di anni} = \frac{\log \dfrac{81}{81 - 600(0,07 - 0,025)}}{\log(1 + 0,07 - 0,025)}$$ = **9,2** anziché i **7,4** risultanti dal conteggio Pay-back.

TECNICA:
ENERGIA VERDE

FOTOVOLTAICO: SÌ O NO?



IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA CONVIENE ANCORA? SÌ, DICONO ALCUNI. NO, ALTRI. C'È CHI RISPONDE: DIPENDE. MA ALLORA CHE NE FACCIAMO DI QUESTA ENERGIA CHE GRAZIE ALLE CELLE FOTOVOLTAICHE CI PERMETTE DI AVERE DALLA LUCE DEL SOLE ENERGIA ELETTRICA?
CONTINUIAMO A PRODURLA O PENSIAMO AD ALTRO?

Ugo Merlo

In Italia, fonte Gestore servizi energetici (Gse), gli impianti fotovoltaici sono 550.292, con una potenza di 17,654 GW. Di questi, circa 177 mila sono impianti con una potenza inferiore ai 3 kW, 313 mila hanno una potenza tra i 3 ed i 20 kW, circa 48 mila hanno una potenza tra i 20 ed i 200 kW, quasi 12 mila hanno una potenza tra i 200 ed i mille kW, i restanti 1.132 superano la potenza di mille kW.
Risulta interessante confrontare i dati storici del Gse ed osservare l'incremento degli impianti e della produzione di energia elettrica con il fotovoltaico. Nel 2006, il numero di impianti installati nel nostro Paese era 1.402, con una potenza pari a 9.436 kW. In otto anni si è avuto un incremento
notevolissimo, che è continuato e continua, nonostante gli incentivi siano cambiati – se non spariti – e la produzione dell'energia elettrica da fotovoltaico non abbia una remunerazione, come negli anni precedenti.
D'altro canto, le regioni non sono state ferme. Lombardia, Veneto e Emilia Romagna hanno il maggior numero di impianti, cui seguono a ruota il Piemonte, la Toscana, il Lazio, la Sicilia e la Sardegna. Il gruppone di mezzo è composto da Friuli-Venezia Giulia, Marche, Campania, Abruzzo e Calabria

UN'ORA DI SOLE E STAI BENE PER UN ANNO

Il Sole, che dista da noi 149,6 milioni di chilometri, in un'ora invia sulla Terra tutta l'energia che il genere umano consuma in un anno. E la Terra riceve, sempre dal Sole, oltre 5.000 volte l'energia che realmente utilizza.
Ecco perché il fotovoltaico e il solare termico hanno un futuro sempre più importante. Le onde elettromagnetiche che giungono dal Sole sono energia pulita e visto che il Sole è a metà della sua vita, significa che ne avremo, anzi avranno, le future generazioni, energia per altri 5 miliardi di anni.
Facendo poi il confronto con le altre fonti utilizzate per la produzione dell'energia elettrica, il fotovoltaico ha il pregio di essere flessibile ed indipendente dai combustibili fossili, il cui costo è destinato negli anni ad aumentare, perché sono esauribili. Infine, i pannelli fotovoltaici si possono installare ovunque, basta che ci sia la luce solare.
Nel 2011 il 53% delle installazioni fotovoltaiche si trovavano in Italia e Germania. Le installazioni fotovoltaiche l'anno precedente hanno raggiunto sulla Terra una potenza installata pari a 100 GW. Per fare un paragone, è la stessa potenza fornita da 16 centrali funzionanti con il carbone o con il molto discusso e discutibile combustibile nucleare.
L'aumento delle installazioni fotovoltaiche, in termini di potenza è stato di 10 volte dal 2007 e si stima che nel 2015 la potenza potrebbe arrivare a 200 GW.

mentre fanalino di coda sono la Basilicata, il Molise, l'Umbria, la Liguria, il Trentino-Alto Adige e la Val d'Aosta. E allora, merita scommettere ancora sul fotovoltaico oppure no?
Lo abbiamo chiesto ad Andrea Bondi, ingegnere elettronico tra i massimi esperti in Italia di energie rinnovabili.
Domanda. Il fotovoltaico in Italia conviene?
Risposta. Do una risposta salomonica e dico «dipende». Il fotovoltaico in generale, non solo in Italia, ma nel mondo ad oggi senza un supporto di sussidio non è competitivo con altre fonti di produzione, in particolare il fossile.
D. Diamo i numeri.
R. Se compariamo quello che è il parametro principe per confrontare le diverse tecnologie di produzione di energia elettrica Lcoe (Levelized cost of energy), si vede che la produzione di energia elettrica da fonti fossili è intorno ai 50 dollari per MWh, mentre con le fonti rinnovabili, eolico e fotovoltaico siamo a livelli più alti. Con l'eolico siamo intorno ai 70 dollari a MWh, mentre per il fotovoltaico, i costi sono tra i 130 e i 150 dollari per MWh. Come si vede più o meno il triplo.
D. Abbandoniamo il fotovoltaico?
R. È chiaro che in un'ottica di questo genere, in assenza di sussidi e senza accorgimenti, nessuno sarebbe invogliato ad utilizzare queste tecnologie. In Italia ci sono stati cinque programmi di sussidi, e l'ultimo «conto energia» ha di fatto sancito una riduzione degli interessi degli investitori, per lo meno verso i grossi impianti. Rimane l'interesse per installazioni su tetto, perché poi ci sono altre spinte che vanno in quella direzione.
D. Quali, Bondi?
R. Esistono le direttive europee per cui ogni nuovo edificio deve essere dotato di almeno un impianto a energia rinnovabile, ci sono direttive sull'efficienza di edifici sia pubblici che privati, che vanno in questo senso. Quindi, da un lato l'autorità dell'energia, il Gse, che è il braccio economico, ha tagliato gli incentivi, dall'altro si studiano nuove forme a sostegno di questo mercato. Un altro effetto che può rendere competitiva la tecnologia del fotovoltaico è l'efficienza di moduli commerciali. Quelli in commercio hanno valori intorno al 15-16%, ma l'efficienza delle cellule in laboratorio raggiunge già oggi il 44-46% quindi potenzialmente c'è ancora moltissimo margine per rendere il fotovoltaico sicuramente molto più competitivo.
D. In due anni siamo passati con il fotovoltaico da una produzione di 1,9 Tw del 2010 (pari allo 0,6% dell'intera produzione italiana di energia elettrica) ai 18,6 TW del 2012 pari al 5,7% del totale. Cosa significa?
R. Lei pensi che un anno e mezzo fa, a giugno, si è verificato per la prima volta in Sicilia un fenomeno per il quale, per un periodo piccolo della giornata, si è arrivati ad avere il costo dell'energia pari a zero, ovvero l'offerta era più elevata della domanda tanto che il prezzo era virtualmente crollato per effetto del fotovoltaico.
D. Quindi anche se i sussidi sono calati, c'è stato un incremento.
R. Un incremento tale che in alcune zone abbiamo la parità a zero; che si può raggiungere laddove l'irraggiamento è maggiore. In Sicilia è più facile che questo accada per vari motivi. Primo perché in conseguenza dell'attuale crisi economica i consumi si sono sensibilmente ridotti negli ultimi due tre anni, visto l'obbligo, nel caso dell'energia elettrica, di privilegiare le fonti rinnovabili. Secondo, perché il contributo in TWh, in proporzione aumenta, perché, nel momento in cui ho meno domanda, ho l'obbligo di privilegiare le fonti rinnovabili che comunque crescono anche se lentamente. È chiaro che ciò va a discapito delle fonti fossili tradizionali, per cui c'è un aumento della quota parte delle fonti rinnovabili.
D. Come si può evolvere il mercato del fotovoltaico?
R. Ci sono tante tecnologie allo studio, ad esempio quelle sui nano materiali, moduli che sfruttano diverse tecnologie. Il punto non è se ci siano potenzialità tecnologiche, ma se il mercato è pronto a recepirle. Negli ultimi sette otto anni c'è stato il boom del fotovoltaico, ma una delle

problematiche era quella di reperire fondi per finanziare il costo dell'impianto. Le banche purtroppo non sono molto propense a rischi, quindi c'è la problematica del sostentamento dei moduli fotovoltaici basata su dati statistici: quanti MW sono installati nel mondo con quella tecnologia o marca. Per cui, quando si esplorano nuove tecnologie, non essendoci dati certi, la banca nega il prestito.

D. Queste tecnologie vengono frenate dal mondo dei petrolieri?

R. Questo aspetto non è da escludere. Sicuramente c'è una fortissima pressione delle lobby che si occupano tradizionalmente di energia con tecnologia fossile, le quali, non avendo incentivi, soffrono di una concorrenza ritenuta sleale delle rinnovabili, che sono effettivamente aiutate e quindi possono mettere loro i bastoni fra le ruote. Negli ultimi anni si è assistito ad un inasprimento dei costi attuali, sui quali dobbiamo conteggiarne altri per il dispacciamento.

D. Il fotovoltaico ha dei limiti nella programmazione: la termica funziona sempre, l'idroelettrica in 5 minuti può essere messa in funzione. Il fotovoltaico ha un grosso limite: basta una nuvola e non si ha più l'energia. Dunque?

R. Ci sono due problematiche legate a questo. Il fatto che cali di tensione in una maglia della rete creino scompigli in tutta la rete stessa. In più, c'è anche la problematica che l'energia fotovoltaica è digitale, nel senso che non è creata da macchine rotanti, ma da inverter.

D. Spieghiamoci.

R. Un generatore classico, una turbina come tutte le macchine rotanti è dotata di una certa inerzia quindi anche nel momento in cui dovesse venire meno la forza propulsiva del fluido che la aziona, continua a mantenere una azione di stabilizzazione lungo la rete, cosa che con il fotovoltaico non è possibile. Aumentando la quota parte di fotovoltaico, rispetto ad altre fonti, viene meno una azione di stabilizzazione della rete. Queste criticità possono essere sopperite da sistemi di stoccaggio, quindi caricando delle batterie che stabilizzano quando viene meno una fonte.

D. Quindi bisogna dotarsi di batterie molto grandi e con notevoli costi?

R. Quella delle batterie è una delle tecnologie considerate dirompenti per i prossimi 10-15 anni, con miliardi di investimenti. In Germania per esempio, ci sono degli incentivi come per il fotovoltaico, anche per sistemi di stoccaggio e di storage.

D. In Germania gli impianti fotovoltaici sono maggiori che in Italia, e c'è un irraggiamento minore, ma è prevista una crescita notevole, più che in Italia. Perché?

R. In Germania continua ad esserci l'incentivazione, seppure minima, ed esiste anche un sistema centralizzato che supporta l'energia rinnovabile. In Italia questo è venuto meno, perché abbiamo tenuto il passo della Germania finché avevamo gli incentivi. La loro importanza la si vede in Spagna, pioniera nel fotovoltaico. Il problema vero è che il fotovoltaico classico ancora non è competitivo sul mercato libero.

D. Soluzioni?

R. Con il fotovoltaico «a concentrazione» il rendimento dell'impianto aumenta moltissimo e cala il Lcoe, che si avvicina molto a quello tradizionale. Una tecnologia sulla quale va posta attenzione è il termo-dinamico a concentrazione. L'agenzia spaziale tedesca, alcuni anni fa, ha svolto uno studio del tutto teorico, ma molto interessante, per il quale un singolo impianto termodinamico posizionato nel centro del deserto del Sahara, un quadratino di 330 chilometri di lato, sarebbe sufficiente per produrre tutta l'energia e coprire l'intero fabbisogno mondiale.

D. Quali sono le zone dell'Italia vocate al fotovoltaico?

R. Sono le zone con maggiore irraggiamento. Lo stesso impianto fotovoltaico a Ragusa ha un rendimento all'incirca il doppio di Bolzano. Nel nord Italia siamo circa a 1000-1100 ore di sole, in provincia di Ragusa si può arrivare anche a 1800-1900, quasi il doppio. Maggiore è l'irraggiamento, maggiore è la produttività teorica, ma avendo a che fare con dei semiconduttori, chiaramente c'è una perdita delle prestazioni che è più o meno legata con l'aumento della temperatura. Quindi, maggiore è l'irraggiamento maggiore è la temperatura, per ovvi motivi, minore è il rendimento del

modulo stesso. Quindi le zone ideali sono quelle particolarmente ventose con un irraggiamento particolarmente elevato perché il vento raffredda i moduli, mantiene un'efficienza decente con un irraggiamento maggiore. La Sardegna, ad esempio, è un caso di questo genere.

D. Ipotizzando di continuare con questo potenziamento del fotovoltaico, non mi dica che si copriranno intere colline, un tempo coltivate, o grandi tratti della fertile pianura Padana o del tavoliere della Puglia?

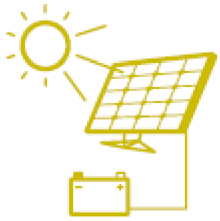
R. Sfruttando solo il 2% dei terreni non coltivati, non gestiti e delle cave, in Italia si potrebbero installare circa 45 GW. Il problema è un altro: elevati incentivi hanno attratto moltissimi investitori. Il coltivatore preferisce non alzarsi all'alba e intascare 300.000 euro di affitto all'anno, ma, chiaramente, quando tutto rientrerà nella normalità, anche il coltivatore non avrà più questo grande interesse a cedere il terreno.

D. È vero che nel 2017 nel settore fotovoltaico la crescita sarà guidata da Cina, Giappone, Usa e India?

R. Direi che è molto probabile. Attualmente le energie rinnovabili mettendo insieme fotovoltaico ed eolico, a livello mondiale rappresentano il 2% della potenza installata. Da qui al 2025 si ipotizza che possano arrivare ad un 15-20% con un giro d'affari che potrebbe variare dai 170 miliardi di dollari all'anno ai quasi 280. La variabilità è data da come verrà gestita la parte dell'incentivazione, per l'abbattimento dell'anidride carbonica.

D. Qualche cifra?

R. Il Ministero della protezione ambientale cinese ha stimato che i costi dell'attuale problematica climatica possano essere di circa 230 miliardi di dollari all'anno che è circa il 3% del Pil della Cina. Sono state fatte varie risoluzioni e i maggiori paesi come Cina e Stati Uniti si sono presi degli impegni per non aumentare di oltre i 2 gradi centigradi le temperature per tenere sotto controllo l'effetto serra della terra entro il 2050 e, parte di questo impegno, prevede per gli Stati Uniti il raddoppio della potenza installata attuale entro il 2020. La Cina si è impegnata ad avere invece quasi il 20% della propria potenza



IN ORIGINE, FURONO I FRANCESI

La cella fotovoltaica, in genere di silicio cristallino o amorfo, è un grande diodo, capace di convertire la radiazione solare in una corrente di elettroni. I primi studi si debbono al fisico francese Edmond Becquerel, che scoprì, nel 1839, la conversione diretta della radiazione luminosa in energia elettrica. Egli verificò che l'intensità della corrente in una cella elettrolitica con elettrodi in platino aumentava con l'esposizione diretta al sole.

Fu il fisico tedesco Heinrich Rudolf Hertz, nel 1887 a progettare un dispositivo che produceva lo stesso effetto di conduzione nel vuoto. Tali studi hanno mostrato le proprietà dei materiali semiconduttori, soprattutto quelle del silicio. Il silicio, se non è eccitato, non è un conduttore perché i suoi quattro elettroni più esterni all'atomo sono vincolati al nucleo. Quando questi elettroni ricevono una certa quantità di energia, come ad esempio quella dei fotoni della radiazione solare, essi sono in grado di abbandonare la banda di valenza per passare alla banda di conduzione. L'elettrone che si muove all'interno nel cristallo lascia quindi delle «lacune», così vengono chiamati gli spazi vuoti. Il continuo succedersi di questi spostamenti crea una corrente elettrica disordinata e di valore molto basso.

Trattando gli strati di silicio con altri elementi quali il fosforo e il boro si può aumentare la differenza di potenziale ottenendo una corrente elettrica più alta.

L'effetto fotovoltaico si verifica quando un dispositivo formato da due strati legati e sovrapposti, costituiti da silicio drogato con atomi di fosforo (conduttore di tipo N cioè con carica negativa) e da silicio drogato con atomi di boro (conduttore di tipo P cioè con carica positiva), viene esposto direttamente all'incidenza della luce e quindi dei fotoni. Si crea, in corrispondenza della giunzione, una corrente che sarà proporzionale all'intensità della luce.

installata con energie rinnovabili, sempre entro il 2020. È tutto un sistema in un equilibrio un po' complesso, sempre che il Lcoe delle fonti fossili rimanga uguale.

D. E dello smaltimento dei pannelli fotovoltaici, che ci dice?

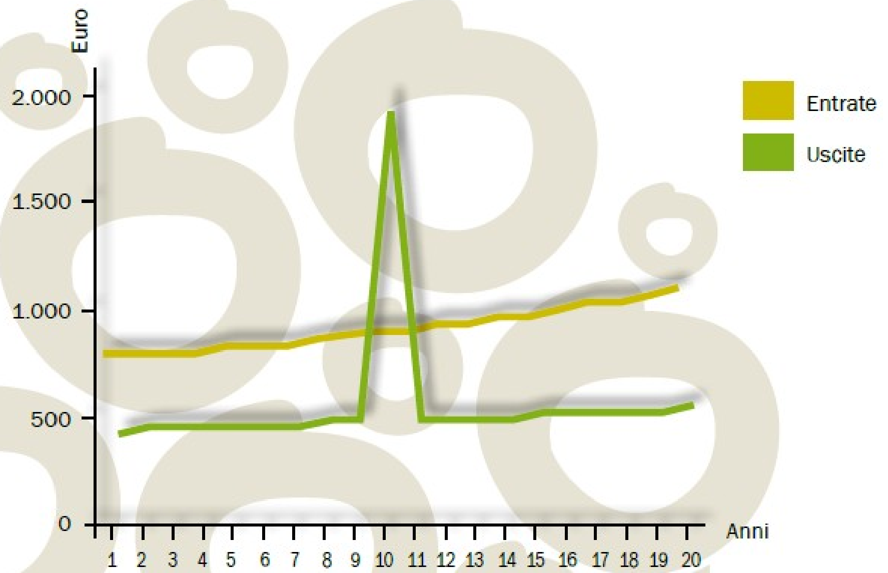
R. Il pannello fotovoltaico è composto da un telaietto di alluminio e un wafer di silicio, poi nell'impianto c'è l'inverter ed i cavi. Sono normali rifiuti industriali: l'alluminio lo si recupera, il silicio pure, come i componenti dell'inverter. La problematica ambientale non è preoccupante. Credo sia molto più pesante lo smaltimento di smartphone, tablet, computer e compagnia al seguito.

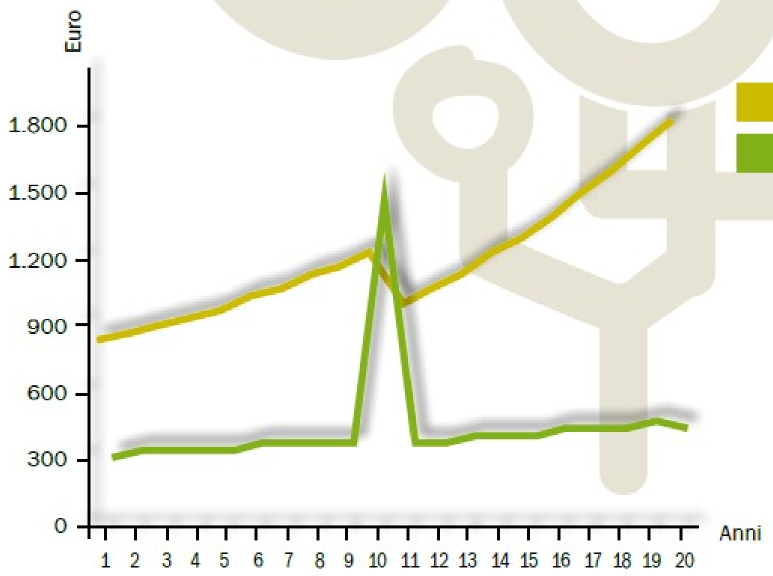
Il fotovoltaico ancora conviene

Guardate il caso: in questo momento, essendo diminuiti i costi dei moduli fotovoltaici, è più conveniente godere degli sgravi fiscali rispetto al vecchio «conto energia» che non è stato più rinnovato.

A

Grafico entrate e uscite di impianto fotovoltaico con una potenza di 3 Kw con il conto energia (anno 2012). Con una spesa iniziale di circa 10 mila € nei 20 anni di vita dell'impianto realizzato nel 2012, con il vantaggio del conto energia, il guadagno vi è ed è crescente ogni anno, a parte il decimo nel quale è prevista la sostituzione dell'inverter. Al termine della vita dell'impianto il guadagno è calcolato in circa 6 mila €.





B

Grafico entrate e uscite di impianto fotovoltaico con una potenza di 3 Kw senza il conto energia con gli sgravi fiscali (anno 2014). Con una spesa iniziale di circa 7 mila € come si vede dal grafico, ogni anno c'è un attivo, a parte il decimo, nel quale è prevista la sostituzione dell'inverter. Tale attivo è crescente ed al termine della vita dell'impianto, si ha un guadagno stimato sugli 8 mila €.

Per gentile concessione della rivista OPIFICIUM *Professione & previdenza* Osservatorio dei Periti Industriali su Formazione, Industria, Cultura di Impresa, Università - la rivista dei Periti Industriali n. 2-2014.

TECNICA:
NORME E LEGGI

LE POMPE DI CALORE DOMESTICHE E LA NUOVA TARIFFAZIONE ELETTRICA

www.impiantoelettricoedomotico.it

Click anche tu!

SPERIMENTAZIONE SU SCALA NAZIONALE

Massimo Gozzi



La tecnologia del riscaldamento domestico basata sulle pompe di calore è sempre più diffusa e costituisce spesso uno dei carichi elettrici preponderanti. Una nuova tariffa elettrica costante, a prescindere dai consumi, sarà introdotta dal 2014 a livello sperimentale per i clienti domestici che usano soltanto pompe di calore per il riscaldamento.

Sempre più spesso uno dei carichi elettrici domestici di maggior peso è costituito dalle pompe i calore per riscaldamento.

E poiché questa soluzione sostituisce spesso il consumo di gas per riscaldamento, l'energia elettrica associata all'utilizzo della pompa di calore costituisce una percentuale importante della bolletta elettrica annua.

Descrivendola brevemente, possiamo dire che la pompa di calore è una macchina in grado di trasferire energia termica da una sorgente a temperatura più bassa a un utilizzatore a temperatura più alta, tramite la fornitura di un "lavoro" meccanico. Il lavoro effettuato dalla pompa di calore non produce quindi calore, ma lo "muove". L'efficienza di funzionamento della pompa di calore si identifica con l'acronimo COP (Coefficient of Performance) pari al rapporto tra energia fornita e energia consumata per produrre il lavoro. L'efficienza è inoltre inversamente proporzionale alla differenza tra la temperatura della sorgente (ad esempio aria esterna) e la temperatura dell'utilizzatore (ambiente da riscaldare). Le principali tipologie di pompe di calore per utilizzo residenziale in funzione della tipologia dell'alimentazione sono:

- pompe di calore elettriche a compressione, (largamente le più diffuse);
- pompe di calore ad assorbimento;
- pompe di calore alimentate da motore a combustione interna/esterna.

In questa sede considereremo soltanto le prime, in quanto alimentate elettricamente.

Le sorgenti termiche usuali sono l'aria, l'acqua (superficiale e sotterranea) e il terreno. In ogni caso il fatto che la sorgente sia sostanzialmente infinita la fa considerare a tutti gli effetti una fonte

rinnovabile. L'aria esterna è senza dubbio la sorgente termica più utilizzata per l'agevole disponibilità e per la grande semplicità.
Per quanto detto è evidente come il passaggio da una energia primaria costituita dal combustibile (tipicamente gas naturale) a una costituita dalla energia elettrica comporti un interesse, principalmente economico, verso il prezzo di quest'ultima. Vedremo come la situazione attuale sia fortemente influenzata da una tariffazione non congruente con la alimentazione delle pompe di calore e come la nuova normativa sia stata introdotta proprio per premiare questa efficiente tecnologia. Le nuove costruzioni residenziali connotate da una elevata classificazione energetica vengono ormai progettate prevedendo le pompe di calore, spesso integrate con altre soluzioni (solare termico e fotovoltaico) in grado di massimizzare il ricorso ad energie rinnovabili.
E all'interno del settore residenziale, il segmento degli edifici esistenti ha però un peso assolutamente preponderante, cui però non corrisponde ancora una competitività adeguata della tecnologia. Importante è però sottolineare come questo mancato gap di competitività non sia tecnologico ma "tariffario".

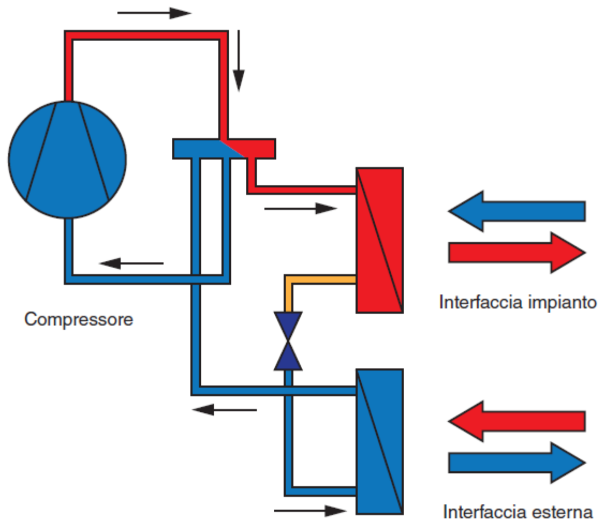
Tariffe elettriche specifiche per le pompe di calore
Attualmente in Italia il trasferimento ai consumatori dei costi del sistema elettrico, in particolare dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema (ovvero i costi che il gestore della rete si trova ad affrontare per gestirla e garantire la distribuzione all'utenza), avviene attraverso l'applicazione di aliquote di livello diverso tra classi di clienti. Ciò si attua attraverso una struttura progressiva delle tariffe che si traduce nella penalizzazione dei consumatori con livelli di consumo maggiori. Tale meccanismo agisce anche tra classi di consumatori domestici. A oggi, per un cliente domestico 'tipo', con 2.700 kWh/anno di consumi, le tariffe per i servizi di rete rappresentano circa il 35% della bolletta. Ma se ci riferiamo agli utenti con elevati consumi, le tariffe di rete possono arrivare fino al 48% della spesa totale. Altra cosa sono i servizi di vendita riferiti al prezzo dell'energia elettrica effettivamente consumata, pari al 50% circa della spesa totale.
E proprio a causa degli attuali regimi tariffari applicabili alle pompe di calore, nelle utenze con impianto autonomo, il ritorno d'investimento non riflette come dovrebbe il risparmio di energia primaria, né il ricorso ad energia rinnovabile, che la tecnologia delle pompe di calore permette di conseguire.
La deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) del 19 dicembre 2013 2013 607/2013/R/EEL parla chiaro a riguardo: "l'esistente struttura progressiva dei corrispettivi tariffari in funzione dei consumi, che caratterizza le forniture dei clienti domestici ai quali sono applicate le tariffe D2 o D3, tende a sfavorire l'utilizzo dell'energia elettrica per usi termici anche

L'IMPORTANZA DI QUESTO PROVVEDIMENTO

La novità portata dalla nuova tariffa è sicuramente molto importante. è inoltre la conferma di come il mondo dell'energia termica ed elettrica siano ormai strettamente interconnessi.
Occorre sottolineare come la nuova struttura tariffaria per le pompa di calore non sia convenzionata e non sia incentivata. è una tariffa lineare che non ha in carico i sovra costi e i sussidi incrociati per finanziare le altre tariffe e ha finalmente il fine di rimuovere gli ostacoli di natura tariffaria che hanno limitato ad oggi la diffusione nel nostro paese di tecnologie in grado di rispondere prontamente a problematiche sempre più di attualità: risparmio energetico e riduzione delle emissioni e dei costi di esercizio.



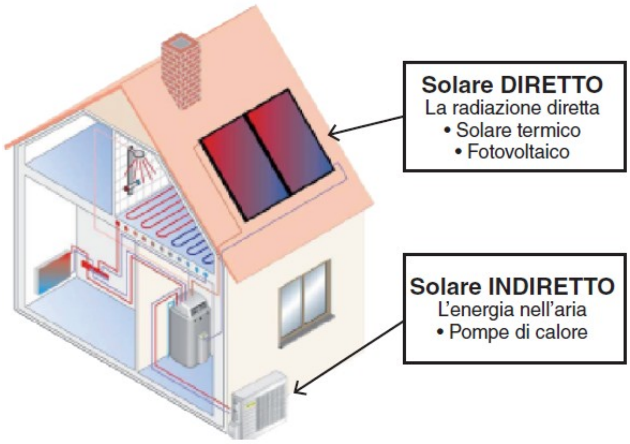
laddove vengano utilizzati dispositivi energeticamente efficienti, costituendo pertanto un ostacolo allo sviluppo dell'efficienza energetica…".



1 Schema tipico base di pompa di calore per riqualificazione di abitazione esistente dotatadi radiatori. La nuova tariffa di rete per le pompe di calore sarà costante, a prescindere daiconsumi

La delibera parla comprensibilmente in senso generale. Ma nel caso delle pompe di calore, come in quello delle altre tecnologie "elettriche" in grado di produrre risparmi di energia primaria, l'applicazione dell'attuale regolazione tariffaria entra evidentemente in contraddizione con gli obiettivi di tutela ambientale e uso efficiente delle risorse. Inoltre, con riferimento alle Pompe di calore impiegate per riscaldamento e Acqua Calda Sanitaria (ACS), il tentativo passato di fornire un'opzione tariffaria "flat" ai consumatori (secondo contatore BTA), si è rivelato poco efficace a causa della necessità di farsi carico delle spese di fornitura e dei costi fissi legati al secondo contatore (che misura l'energia soggetta a tariffa BTA, ovvero per altri usi in bassa tensione).

E qui veniamo alle novità. Nell'ottica di individuare una soluzione coerente con i suddetti obiettivi, è stata valutata l'ipotesi di fissare una tariffa cosiddetta "cost-reflective", priva di componenti di sussidio sia rispetto ai costi di rete (applicazione della "tariffa di riferimento", D1), sia rispetto agli
oneri generali di sistema. L'applicazione della suddetta tariffa risolverebbe la sopra esaminata contraddizione, attualmente esistente, riguardante la tecnologia pompa di calore, tra il significativo risparmio di energia primaria conseguibile (uso più efficiente delle risorse) e la maggiore spesa media per l'approvvigionamento di energia elettrica, collegata all'aumento delle necessità di prelievo. Sempre la citata deliberazione AEEG del 19 dicembre riporta infatti: "allo scopo di rimuovere ostacoli di natura tariffaria alla diffusione di elettro-tecnologie energeticamente efficienti, sia opportuno avviare, a partire dal terzo trimestre 2014, una sperimentazione tariffaria su scala nazionale, consentendo l'adozione volontaria della tariffa D1 da parte dei clienti domestici residenti che utilizzino le pompe di calore come unica soluzione per soddisfare i propri fabbisogni di riscaldamento".

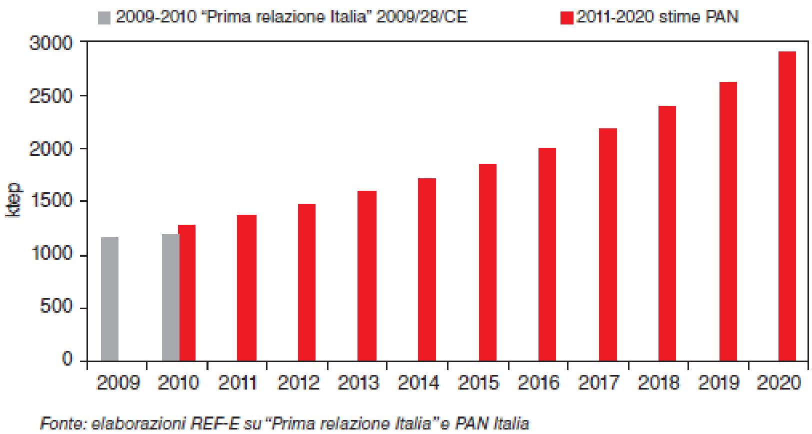


2 L'integrazione di differenti tecnologie consente di fare ricorso massiccio a energie rinnovabilie svincolarsi da fonti energetiche fossili

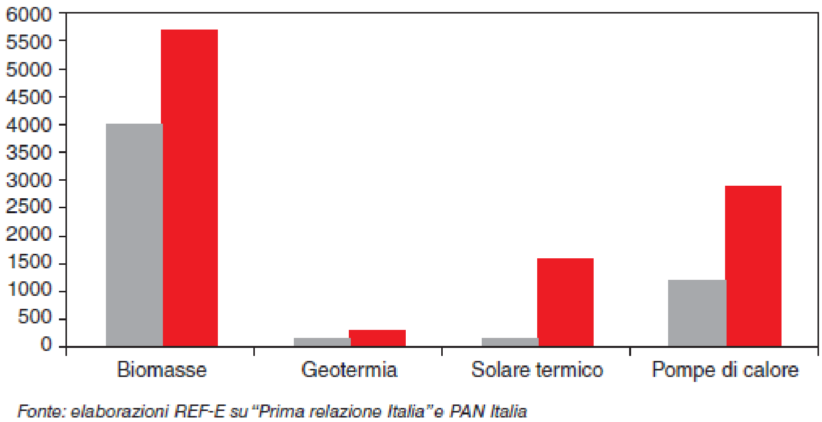
La nuova tariffazione

Il DM 28 dicembre 2012 già prevedeva che l'AEEG definisse "tariffe elettriche specifiche" per la diffusione delle pompe di calore, con lo scopo di promuovere il raggiungimento degli obiettivi nazionali di politica energetica, climatica e ambientale. Ne è scaturita quindi proprio la delibera sopra richiamata, che introduce in via sperimentale la tariffa D1 (tariffa lineare priva di sussidi incrociati) applicabile ai clienti domestici che utilizzano la Pompa di calore. La pompa di calore deve però essere l'unico impianto di riscaldamento presente. La tariffa D1 sarà introdotta a partire

dal terzo trimestre 2014 (1 luglio 2014), al termine della prevista consultazione pubblica per definire gli aspetti operativi della norma.



3 Dati storici e previsioni di consumo di energia rinnovabile da pompe di calore (ktep). è evidentela continua crescita delle energie rinnovabili, destinata a protrarsi anche nei prossimi anni



4 Consumo finale di energia termica rinnovabile: dati 2010 e obiettivo 2020 (ktep). Si evince,seppure su dati non recentissimi, la grande importanza delle pompe di calore

L'introduzione della cosiddetta tariffa ''D1'' potrà essere applicata, a livello sperimentale e su base volontaria, ai clienti domestici che hanno deciso di riscaldare la propria casa utilizzando esclusivamente pompe di calore. La nuova tariffa sarà costante, a prescindere dai consumi, e potrà essere applicata alle forniture di energia elettrica sia con contratti di mercato libero sia quelli cosiddetti "di maggior tutela" per l'abitazione di residenza. La novità è inserita nel pacchetto di aggiornamento delle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per il 2014 e si inquadra nel percorso delineato dalle normative nazionali europee, e dalla recente deliberazione della AEEG 204/2013 sull'avvio di una riforma tariffaria per eliminare sussidi incrociati e favorire il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di utilizzo di fonti rinnovabili, anche attraverso la progressiva eliminazione degli ostacoli alla diffusione di tecnologie innovative come le Pompe di calore e i veicoli elettrici. È importante ribadire coma la tariffa D1 non sia convenzionata e non sia incentivata. È una tariffa lineare che non ha i sovra costi e sussidi incrociati per finanziare le altre tariffe.

Conti alla mano

Come noto dall'esperienza anche personale, all'aumentare dei consumi elettrici il prezzo del kWh elettrico medio sale. Un cittadino che dispone di contatore con tariffa D2 (contatore per usi domestici da 3 kW per la prima casa) con consumo di 2700 kWh sostiene un costo annuo per la bolletta elettrica di circa 560 €, quindi mediamente di 20 €c/kWh. A questo ammontare andrà poi sommata la spesa relativa al riscaldamento, che ipotizziamo essere inizialmente riferita a un sistema tradizionale a combustione.

Consideriamo in via ipotetica che l'abitazione richieda 14.000 kWh termici per il servizio del riscaldamento e acqua sanitaria e che si decida di installare in sostituzione una Pompa di calore con SCOP (efficienza media stagionale), sulla specifica utenza, pari a 3,5 con conseguente aumento dei consumi elettrici in ragione di: 4.000+2.700=6.700 kWh annui cui si aggiunge l'onere dovuto all'aumento della potenza impegnata sul contatore (ora pari a 6 kW), con relativo passaggio alla D3. Benché il cliente abbia dismesso una tecnologia energivora (oltre ad aver azzerato la spesa relativa al combustibile fossile precedentemente utilizzato), questo aumento di prelievo elettrico porta lo stesso a pagare mediamente il kWh prelevato fino a circa 30 €c/kWh.

Se si decidesse di sfruttare la possibilità di installare il secondo contatore con la già citata tariffa “flat BTA” si otterrebbe un miglioramento, però notevolmente attenuato a causa dei costi fissi ad esso collegati. Con tale opzione, mediamente, il prezzo dell’energia sarà di circa 27 €c/kWh.
Più alti saranno i consumi, e quindi al crescere dei kWh su cui è possibile distribuire il carico dei costi fissi di questo secondo contatore, più il prezzo medio con contatore BTA si abbassa. Il problema è che gran parte delle utenze residenziali ricadono in un “range” di consumi elettrici in cui la possibilità del secondo contatore risulta non particolarmente vantaggiosa.
Grazie all’efficienza della pompa di calore si avrà comunque il richiesto risparmio sui costi di esercizio ma verrà sicuramente prolungato il tempo di ritorno dell’investimento (detto “payback period”) e quindi rallentata la propensione a investire nella riqualificazione della propria abitazione con sistemi ad alimentazione elettrica, anche se altamente efficienti. Le cose migliorerebbero nettamente con la nuova tariffa volontaria sopra esaminata. Con il nuovo sistema tariffario infatti gli utenti pagheranno circa 21 €c/kWh (cifra variabile a seconda di come verranno aggiornati gli oneri di sistema, di rete e le imposte da qui a giugno). Prendendo a riferimento il caso esemplificativo sopra esposto, con tale tariffa volontaria sarà quindi possibile ridurre del 30% circa la bolletta elettrica e, cosa importante, far si che il risparmio energetico, che la pompa di calore consente di produrre, si rifletta maggiormente sui costi di esercizio. Questo alimenterebbe la propensione ad investire in tali tecnologie con il duplice effetto positivo sulla comunità (minor consumo energetico e minori emissioni) e sul privato (più soldi/risparmi da spendere meglio). Non dimentichiamo poi il beneficio che deriverebbe dall’aumento dei consumi elettrici, in forte calo negli ultimi anni. Quest’ultimo aspetto, legato allo sviluppo non troppo razionale del fotovoltaico ed alla crisi dei consumi, ha comportato un dannoso sottoutilizzo delle centrali elettriche.

LA TARIFFAZIONE ELETTRICA IN ITALIANA

Le attuali tariffe per i “servizi di rete” per le utenze domestiche alimentate in bassa tensione sono ancora riferite, in larga misura, alla situazione post crisi energetica del 1973, quando la fornitura del servizio era verticalmente integrata nell’ambito di un unico fornitore monopolista (Enel) ed erano presenti numerosi sussidi incrociati e stretti limiti di potenza.
Malgrado diversi tentativi dal 2000 a oggi, non è stato possibile ridisegnare il sistema e completare la prevista transizione verso una tariffa dei servizi di rete orientata ai costi, eliminando inefficienze e sussidi e tale da cogliere l’esigenza di fare efficienza energetica per favorire la migliore sostenibilità ambientale possibile.
L’approvazione della deliberazione 204/2013 e l’introduzione della tariffa D1 a livello sperimentale, rappresentano i primi passi concreti verso la riforma tariffaria, anche alla luce dell’evoluzione generale del sistema elettrico, con l’apertura del mercato alla concorrenza, per arrivare a meccanismi meno complessi e più favorevoli alla diffusione di tecnologie ad alta efficienza.
La nuova tariffa sarà introdotta dopo una consultazione pubblica per definire gli aspetti operativi della fase sperimentale e le modalità di realizzazione di un dettagliato monitoraggio dei consumi per raccogliere elementi utili nei futuri procedimenti di revisione tariffaria.

Per gentile concessione della rivista L'IMPIANTO ELETTRICO&DOMOTICO

Ultima ora: *pubblicata dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico la Delibera 08 maggio 2014 n. 205/2014/R/eel “Sperimentazione tariffaria su scala nazionale rivolta ai clienti domestici in bassa tensione che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni di residenza” che attua quanto previsto dall'articolo 8 della delibera 607/2013/R/eel in merito alla sperimentazione tariffaria inerente l'applicazione della tariffa D1 per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni di residenza, anche a seguito di quanto emerso dalla consultazione avviata con il documento 52/2014/R/eel.*

RUBRICA

ENGLISH FOR ELECTRICIANS & CO.



LEMMI E SIGLE IN LINGUA INGLESE, DIFFUSE DALLE NORME TECNICHE.

Antonello Greco.

Sempre più spesso le norme tecniche si arricchiscono di nuovi termini che derivano dalla lingua inglese, merito della standardizzazione delle norme a livello internazionale.

Il motivo di questa piccola rubrica? Cercare di rendere familiari le nuove sigle ed i lemmi che stanno divenendo linguaggio comune e che sempre più spesso ritroviamo nelle definizioni normative delle nostre norme tecniche … nella speranza di rendere più agevole il nostro mestiere.

Il termine che voglio proporvi è **ESS – Energy Storage System.**
Secondo quanto indicato all'articolo 3.61 bis della Norma Cei 0-21:2012-06 è il sistema di accumulo di energia elettrica. Può essere integrato o meno con un generatore/impianto di produzione (se presente).

Alla prossima.

Controcopertina

Tavole e Tabelle

di Antonello Greco.

Il Sistema Internazionale delle Unità (SI)

Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI
Intensità di corrente elettrica	*I, i*	ampere	A
Intensità luminosa	I_v	candela	cd
Lunghezza	*l*	metro	m
Massa	*m*	chilogrammo	kg
Quantità di sostanza	*n*	mole	mol
Temperatura termodinamica	*T*	kelvin	K
Intervallo di tempo	*t*	secondo	s

Le grandezze fisiche derivate dalla combinazione per moltiplicazione o divisione delle grandezze fisiche fondamentali sono dette unità derivate.
Esempio: unità di misura della forza.
La regola di derivazione è scritta con tutti i fattori uguali ad 1.

$$F = m \cdot a$$

$$1\ \mathrm{N} = 1\ \mathrm{kg} \cdot 1\ \mathrm{m/s^2}$$

Nome della grandezza	Simbolo	Unità (SI)	Simbolo
Elettricità e magnetismo			
potenziale elettrico	*V*	volt	V
differenza di potenziale, tensione elettrica	*U*	volt	V
forza elettromotrice	*E*	volt	V
capacità	*C*	farad	F
corrente elettrica	*I*	ampere	A
resistenza elettrica	*R*	ohm	Ω
resistività elettrica	*ρ*	ohm per metro	Ω · m
impedenza	*Z*	ohm	Ω
reattanza	*X*	ohm	Ω
potenza attiva	*P*	watt (1)	W
potenza apparente	*S*	voltampere	V · A
potenza reattiva	*Q*	voltampere	V · A
		var (2)	var
energia attiva	*W*	joule	J
		watt per ora	W · h
energia apparente	W_S	voltampere moltiplicato secondo	V · A · s
energia reattiva	W_Q	voltampere moltiplicato secondo	V · A · s
		var moltiplicato secondo	var · s

(1) il “watt” è un nome speciale per “voltampere”; deve essere usato soltanto per la potenza attiva
(2) il nome speciale “var” e il simbolo “var” è adottato dalla IEC per l’unità derivata SI per la potenza reattiva

UNAE

Notiziario Aiel Irpaies

45° anno

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti



RAEE

Rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

ANNO XLV

N. 4 – LUGLIO/AGOSTO 2014

Editoriale

I capricci di questo luglio stanno tenendo, almeno nel nostro settentrione, il caldo ancora lontano.
Approfittando del fresco, proviamo a concederci un po' di relax, augurando che i cruciverba proposti non siano troppo cervellotici!
Da alcune settimane è entrato in vigore il decreto-legge n. 91/2014 che prevede, tra l'altro, la ridefinizione, dal 1° gennaio 2015, delle tariffe incentivanti per il fotovoltaico; novità di cui torneremo a parlere non appena sarà pubblicata la legge di conversione.
Apriamo questo numero in veste "estiva" presentando la notizia tecnica elaborata dalla segreteria tecnica sugli impianti elettrici per l'illuminazione esterna - Guida Cei 64-19.
Alla rubrica segue l'articolo che riprende il tema dell'accumulo elettrico e presenta le novità introdotte nelle regole tecniche di connessione - Norme Cei 0-16 e 0-21. A pagina 21 troverete un interessante contributo proposto sulla bolletta elettrica. L'obiettivo è quello di spiegare, con parole semplici, le voci che compongono le fatture di energia elettrica, attraverso la presentazione delle diverse componenti tariffarie e delle relative imposte. L'articolo prende spunto da un interessante intervento svoltosi nel mese di giugno a Torino, che ha riscosso molto interesse fra gli installatori ed i professionisti.
Le tariffe proposte sono quelle relative al servizio di maggior tutela, il servizio riservato ai clienti domestici che non hanno ancora avuto accesso al mercato libero. Queste possono essere prese come riferimento non solo per illustrare la bolletta elettrica, ma anche per calcoli di confronto. Ricordo che queste sono uniche tariffe emanate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il servizio idrico.
Per maggiori dettagli si possono consultare le tabelle emanate dall'Acquirente Unico.
Buone vacanze.

Antonello Greco.

Notiziario AIEL IRPAIES

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107
del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino
Direttore Responsabile: Antonello Greco
Chiuso in redazione il 15 luglio 2014
Distribuito gratuitamente su: **www.unae.it**
Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta
Presidente: Antonio Serafini
Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino
Tel. 011 746897 – fax. 011 3819650
Codice Fiscale 80099330013
Partita IVA 07651840014
e-mail: **info@unae-irpaies.it**
Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail comunicando il proprio indirizzo a: **info@unae-irpaies.it**

Per informazioni scrivere a: **info@unae-irpaies.it**

Indice

In copertina

Fotografia: Roma, giugno 2014
Definizione: Direttiva 2012/19/Ue del Parlamento Europeo e del Consiglio del 4 luglio 2012.

NOTIZIE TECNICHE

A CURA DELLA SEGRETERIA TECNICA

IMPIANTI ELETTRICI PER L'ILLUMINAZIONE ESTERNA

GUIDA CEI 64-19:2014-02

Generalità e struttura della Guida

È in vigore dal 01-03-2014 la Guida CEI 64-19:2014-02 - Guida agli impianti d'illuminazione esterna (nel seguito Guida), rivolta a progettisti, installatori, gestori e committenti, che contiene integrazioni per la compilazione della documentazione tecnica relativa a:

- progettazione;
- messa in esercizio;
- verifiche e collaudi;
- adeguamenti e gestione;

degli impianti di illuminazione esterni di tipo fisso, situati nei parchi, nelle aree sportive, nelle piazze, o anche all'interno di gallerie stradali e portici e, in particolare, degli impianti di illuminazione stradale appartenenti a sistemi di categoria 0, I e II.

Essa fornisce, precisazioni, approfondimenti e integrazioni, alle norme:

- CEI 64-8, sez. 714 - Impianti di illuminazione situati all'esterno, riferita agli impianti in derivazione con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata[1];
- CEI 64-7: 2010-12 - Impianti di illuminazione situati all'esterno con alimentazione in serie.

La Guida è strutturata nei seguenti paragrafi e allegati.

1. Scopo e campo di applicazione
2. Informazioni da comunicare nelle fasi contrattuali
3. La progettazione e le informazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto elettrico
4. Sistema di alimentazione
5. Distanziamenti dei sostegni e distanze di rispetto da impianti e manufatti
6. Problematiche varie
7. Rapporti con gli enti
8. Verifiche
9. Criteri di esercizio e manutenzione - Esempi di schede di manutenzione

- Allegato A Sorgenti luminose, ausiliari e apparecchi di illuminazione
- Allegato B Caratteristiche dei sostegni e predisposizione opere civili e per impianti di illuminazione esterna
- Allegato C Legislazione e Normativa tecnica
- Allegato D Richiami ad articoli del codice della strada

Normativa e criteri per la progettazione

La progettazione degli impianti d'illuminazione esterna è del tipo multisciplinare in quanto attiene:

- la parte elettrica;
- la parte strutturale e

- la parte illuminotecnica.

Relativamente alla prima, oltre ai riferimenti citati la stesura del progetto deve essere condotta secondo quanto previsto dalla Guida CEI 0-2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici. Che quindi deve contenere relazioni, schemi ed elaborati grafici in modo da consentire una corretta realizzazione dell'impianto. In particolare le informazioni devono riguardare le caratteristiche: dell'impianto, delle sorgenti luminose, degli accessori, degli apparecchi d'illuminazione e dei sostegni.

In tal senso occorre tener presente che:

- se gli impianti d'illuminazione situati all'esterno sono collegati a impianti elettrici posti all'interno di edifici (ad esempio impianti d'illuminazione di giardini, piazzali e aree esterne di centri commerciali e impianti luminosi pubblicitari derivati da quadri elettrici posti all'interno degli edifici), a essi si applica il DM n. 37/08, in quanto, anche se esterni, si considerano realizzati al servizio degli edifici da cui sono alimentati;
- se invece sono costituiti esclusivamente da impianti d'illuminazione posti all'esterno con lo scopo di illuminare un'area esterna o una strada, gli stessi non rientrano nel campo di applicazione dell'art. 1 del DM n. 37/08. Tuttavia, anche in quest'ultimo caso, pur non ricorrendo l'obbligo della progettazione secondo quanto specificato nello stesso decreto e fatta salva comunque l'obbligatorietà progettuale a seguito delle varie legislazioni regionali, è opportuno affidare la progettazione a figure professionali abilitate e la costruzione a ditte installatrici abilitate. Naturalmente la ditta installatrice è tenuta alla realizzazione secondo la regola dell'arte e a rilasciare dichiarazione in tal senso. Non serve la Dichiarazione di conformità nella forma prevista dal succitato DM n. 37/08. È opportuno comunque che il committente pretenda dalla ditta installatrice una dichiarazione di conformità, almeno ai sensi della legge n. 186/1968, dell'impianto realizzato.

Per la costruzione della parte strutturale, trattandosi poi di lavori edili o d'ingegneria civile elencati nell'Allegato X del Titolo IV del D.Lgs, n, 81/08, la progettazione dovrà contemplare la valutazione dei rischi presenti nelle fasi di lavoro di costruzione dell'impianto e stabilire l'eventuale necessità del Piano di Sicurezza e Coordinamento e quindi la nomina dei Coordinatori per la Progettazione e per l'Esecuzione.

Per la protezione meccanica delle condutture di alimentazione si applica la norma CEI 11-17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo, mentre per la verifica di stabilità delle condutture aeree, dei sostegni e delle relative fondazioni si applica il DM 21-3-1988 - Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne - che recepisce le prescrizioni della norma CEI 11-4 1998-9 e suo EC ancora in vita per le linee aeree a tensione non superiore a 1 kV.

Per la progettazione della parte illuminotecnica si fa riferimento alla norma UNI 13201-2 relativa ai dati dei parametri illuminotecnici, alle norme:

- CEI EN 60598-1 parti seconde, sicurezza elettrica;
- UNI EN 13032-1, misurazioni fotometriche;
- UNI EN 13201-2, illuminazione stradale – requisiti prestazionali.

Relativamente all'inquinamento luminoso e al risparmio energetico, premesso che non esiste una legislazione nazionale, costituiscono riferimento costante i regolamenti regionali basati sulla norma UNI 10819 - Luce e illuminazione. Impianti di illuminazione esterna- requisiti per la limitazione della dispersione verso l'alto del flusso luminoso.

- Regolamenti regionali basati sulla norma UNI 10819: Valle d'Aosta, Basilicata e Piemonte.
- Regolamenti regionali più restrittivi delle norme UNI 10819: Toscana, Lazio e Campania,
- Regolamenti regionali basati sul criterio "zero luce verso l'alto": Lombardia, Emilia-Romagna, Friuli Venezia Giulia, Umbria, Marche, Abruzzo, Puglia, Sardegna, Liguria, Veneto e provincia autonoma di Trento.

Classificazione degli impianti elettrici per l'illuminazione esterna secondo il sistema di alimentazione

Si usa classificare gli impianti elettrici d'illuminazione in relazione al:

- collegamento dei centri luminosi;
- valore della tensione nel punto di consegna dalla rete del distributore, e
- valore della tensione distribuzione fornita ai carichi.

	Impianti in derivazione Norma CEI 64-8		Impianti in serie Norma CEI 64-7	
	Tensione di consegna in BT	Tensione di consegna in MT(1)	Tensione di consegna in BT	Tensione di consegna in MT
Tensione di distribuzione ai centri luminosi < 1000V	X	X(2)	X	X
Tensione di distribuzione ai centri luminosi >1000V		X		X(3)

(1) Tensione generalmente compresa fra 10 e 20 kV.
(2) Sistema di distribuzione TT o TN o IT
(3) Tensioni nominali di impianto comprese fra 0,230 kV e max 6 kV.

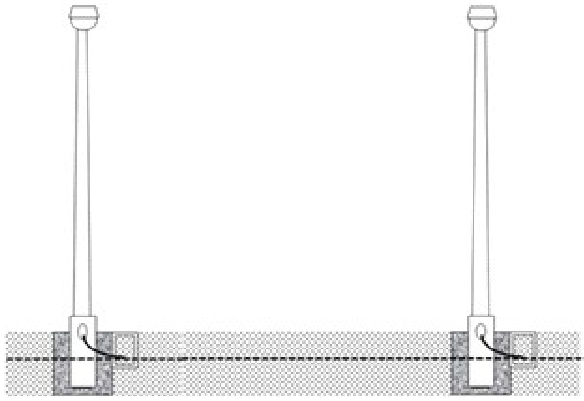


Tabella 1 Fig. 1. L'Impianto di terra di protezione deve essere costituito da un dispersore unico.

Nella Tabella 1 sono riportati sinteticamente le varie tipologie possibili. Gli impianti in derivazione con punto di consegna a MT e tensione di distribuzione > 1000 V c.a. e gli impianti con tensione di distribuzione < 1000 V o > 1000 V (di categoria I e II) in serie sono meno impiegati.
L'origine dell'impianto elettrico d'illuminazione esterna è coincidente con il punto di consegna dell'energia elettrica da parte del distributore o origine del circuito che alimenta l'impianto di illuminazione esterno. Per gli impianti d'illuminazione in serie, l'origine è costituito dal regolatore di corrente cioè dal complesso dei dispositivi destinati a fornire la corrente al valore richiesto per il corretto funzionamento di un impianto in serie.
Per la protezione contro i contatti indiretti degli impianti in derivazione con tensione distribuzione inferiore a 1000 V è precisato quanto segue.

- Tutti i pali protetti dallo stesso interruttore differenziale devono essere collegati allo stesso dispersore (fig. 1)[2].
- Nel caso di protezione attuata mediante componenti di classe II[3] o con isolamento equivalente, non è necessario il conduttore di protezione e le parti conduttrici, separate dalle parti attive con isolamento doppio o rinforzato, non devono essere collegate intenzionalmente all'impianto di terra; per i cavi è richiesta una tensione di isolamento 0,6/1 kV, invece di 450/750 V sufficiente in generale per sistemi a 230/400 V.
- Se l'apparecchio d'illuminazione è di classe I o di classe II, esiste l'obbligo del collegamento a terra del palo solo se il cavo che alimenta l'apparecchio di illuminazione non è di classe II. Nel caso di cavi di classe II e apparecchi d'illuminazione di classe I, il palo non necessita di collegamento a terra in quanto si tratta di una parte metallica in contatto con una massa.
- Al fine di limitare inconvenienti provocati da interventi intempestivi del dispositivo differenziale, è ammesso utilizzare interruttori differenziali a riarmo automatico con controllo di isolamento (SRD Self-Reclosing-Devices – fig. 2). È consiglia l'installazione d'interruttori differenziali del tipo protetto dalle sovratensioni di origine atmosferica[4].
- Per limitare i danni e gli inconvenienti dovuti a interruzione dell'alimentazione, è raccomandata la selettività delle protezioni; è consigliata quindi la protezione singola di massima corrente per ogni apparecchio di illuminazione.

Per la protezione contro i contatti indiretti degli impianti in derivazione con tensione di consegna in MT (norma CEI 0-16) e di distribuzione a tensione ≤ 1000 V, sono disponibili le soluzioni classiche.

- Sistema TN; se l'impianto di messa terra è comune per le masse dei sistemi di I, II cat. e neutro, necessita verificare che in caso di guasto a terra lato sistema di II cat. non si trasferiscano sui pali delle tensioni di contatto pericolose (se i pali non sono nell'area equipotenziale della cabina MT/BT) essendo gli stessi interconnessi mediante il conduttore di protezione. La tensione di contatto sui pali non deve superare il limite di U_{Tp} di cui alla fig[5]. 44.A.2 della Variante V1 all'ed. VII della norma CEI 64-8. In genere, per garantire ciò, si provvede per un'asfaltatura intorno ai pali o altro provvedimento di equipotenzializzazione. Se invece i pali si trovano tutti all'interno di un'area equipotenziale costituita da rete di terra magliata, ai fini della sicurezza delle persone, è sufficiente che la tensione totale di terra non superi $2 \cdot U_{Tp}$.

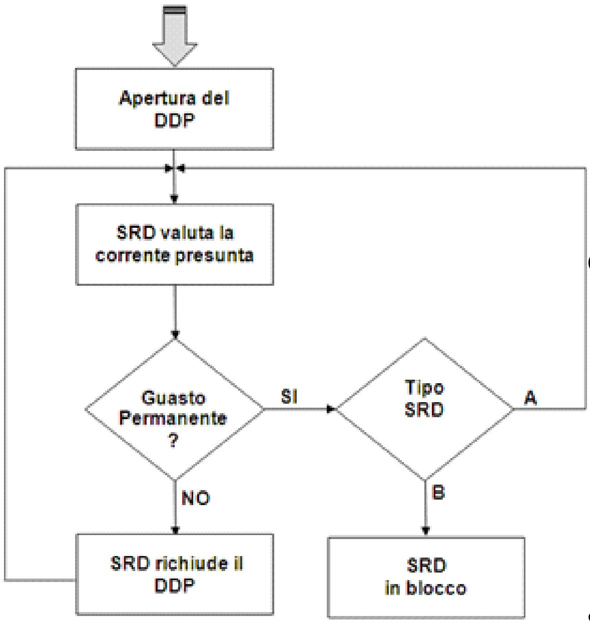


Fig.2. Logica dei dispositivi differenziali autorichiudenti.

- Sistema TT. Nel caso di guasto lato a MT non c'è trasferimento di tensioni di contatto pericolose sui pali essendo le messe a terra degli stessi separate da quelle dell'impianto di terra a MT (fig. 3). Si determina però una sovratensione sul sistema BT verso la terra dei sostegni del valore U_E+Uo dove U_E è la tensione totale di terra dell'impianto di terra della cabina di trasformazione MT/BT che può provocare danni sui componenti del centro luminoso, specie se sono presenti apparecchiature elettroniche[6]. Al riguardo va tuttavia precisato che l'appena riferita Variante V1 ha modificato[7] la tensione massima di terra U_E ammessa per la messa a terra del neutro all'impianto di terra del sistema di II cat. (MT), da 1200V a 500V, quando il guasto è eliminato in ≤ 5 s. Se la tensione totale di terra supera il valore suindicato si deve realizzare una messa a terra del neutro separata cioè fuori dall'area del dispersore della cabina di trasformazione.

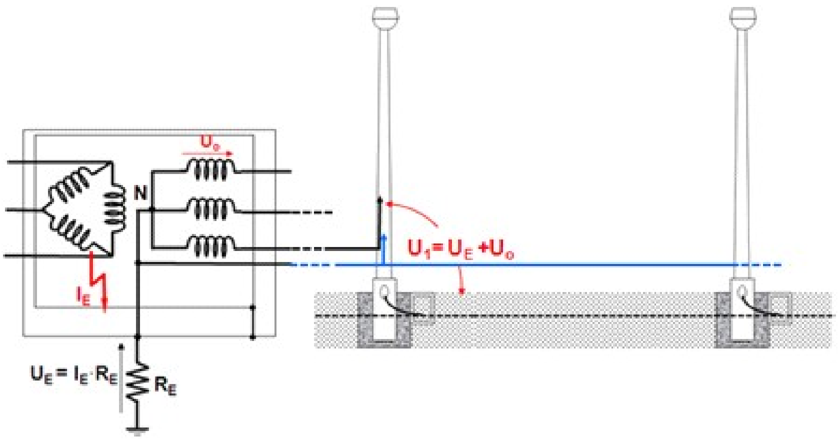


Fig. 3. Sistema TT con neutro connesso all'impianto di terra MT.

- Sistema IT. La sua utilizzazione è giustificata in quegli impianti dove la segnalazione del primo guasto a terra è sottoposta a sorveglianza continua; per il quale deve essere: $R_E \cdot I_d \leq U_L$ con U_L tensione di contatto limite convenzionale (50 V). L'interruzione dell'alimentazione interviene quando si verifica un secondo guasto verso terra, nel qual caso occorre distinguere se i pali sono collegati a terra collettivamente in modo interconnesso o se invece sono collegati a terra singolarmente o

per gruppi (oggi non più ammesso). Nel primo caso il sistema degenera in TN e di conseguenza si applica la relativa normativa, nell'altro caso il sistema diventa di tipo TT.

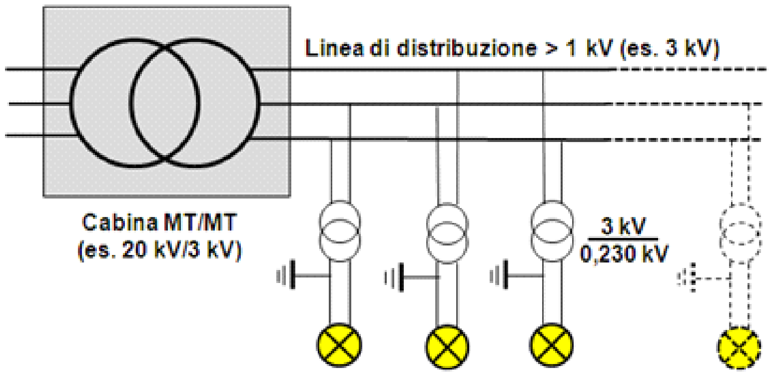


Fig. 4. Impianto in derivazione con tensione di distribuzione superiore a 1kV.

Impianti in derivazione a tensione superiore a 1000 V c.a. e tensione di consegna in MT.
Si ricorre, non frequentemente, a tale sistema d'alimentazione quando sono in gioco rilevanti impegni di potenza da distribuire associati a notevoli lunghezze. Dalla linea di distribuzione, ad es. a 3 kV, sono derivate linee che alimentano piccoli trasformatori 3/0,230 kV, con il secondario collegato a terra, che provvedono ad alimentare un gruppo di lampade (fig. 4). Conseguentemente per la protezione dai contatti indiretti, per guasti sul lato BT si fa riferimento alla norma CEI 64-8, in particolare a quanto previsto per i circuiti TN. Mentre per i guasti lato MT nel calcolo della tensione di terra, bisogna considerare il contributo anche della linea di distribuzione a tensione superiore a 1000 V.
Impianti in serie con tensione di distribuzione ai centri luminosi minore o superiore a 1000 V[8].

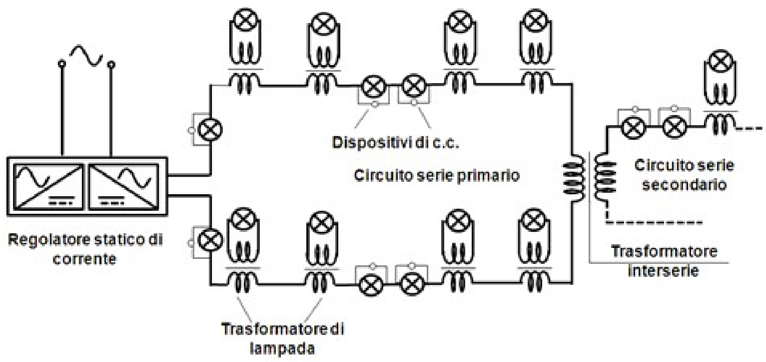


Fig. 5. Impianto per illuminazione esterna in serie (norma CEI 64-7).

Quando la distribuzione dei centri luminose deve coprire distanze rilevanti e quindi necessita rendere indipendente la resa fotometrica degli apparecchi dalla tensione della linea, si ricorre alla loro connessione in serie attraverso la linea di alimentazione. Ciò è previsto sia a tensione minore/uguale di 1000 V che superiore (norma CEI 64-7). Ovviamente nel secondo caso la tensione di consegna è in MT. In questi impianti è fondamentale la regolazione della corrente nominale del circuito serie. La corrente nominale del circuito è definita come il valore della corrente con il quale il sistema in serie è denominato e al quale sono riferite le caratteristiche di funzionamento. Il valore della corrente nominale è abitualmente scelto tra i seguenti valori: 6,6 A - 7,5 A - 9,6 A – 20 A. I principali componenti dell'impianto sono (fig. 5):

- il regolatore di corrente e il relativo circuito serie primario;
- il trasformatore di lampada per circuiti serie e il relativo circuito alimentazione lampada.

In alternativa alla realizzazione di lunghi anelli di circuito serie, oppure quando s'intende eseguire delle derivazioni su brevi tratti stradali composti da un numero limitato di lampade (per esempio qualche decina), si impiegano:

- trasformatori interserie e il relativo circuito serie secondario.

Il circuito serie secondario è generalmente progettato per contenere la tensione massima di circuito entro i 1000 V. I circuiti serie sono di tipo flottante (cioè senza alcun punto a terra). Ciò consente di mantenere in esercizio il sistema anche al verificarsi del (primo) guasto verso terra. Infatti il funzionamento è garantito nel caso di primo guasto verso terra, mentre un secondo guasto provoca un cortocircuito della parte di lampade interposte tra i due punti di guasto ed il relativo spegnimento.

Gli impianti in serie devono essere in grado di mantenere la continuità del circuito nel caso di guasto a una o più lampade, In particolare per gli impianti con lampade inserite:

- tramite trasformatore di lampada, impiegando trasformatori costruiti in modo che a circuito aperto la tensione secondaria sia limitata oppure sufficiente ad azionare un dispositivo che cortocircuiti il trasformatore (valvola di tensione o dispositivo elettronico);
- direttamente nel circuito serie primario o secondario, installando una valvola di tensione in parallelo a ciascuna lampada.

Gli impianti devono essere dotati di dispositivi atti a interrompere, entro un tempo massimo di 1 s, l'alimentazione a monte o a valle dell'apparecchiatura di regolazione della corrente allorché la corrente nel circuito di alimentazione scenda a valori inferiori a 0,2 In (In corrente nominale dell'impianto in serie).

La protezione dai contatti indiretti prevede il collegamento delle masse a un impianto di terra di resistenza R_E [W]. Come detto non è prevista l'interruzione automatica del circuito a seguito del primo guasto a terra. Di conseguenza la tensione di contatto limite, per non determinare condizioni di pericolosità, deve essere assunta pari 50 V, in modo che sia: $R_E \cdot In \leq 50$.

Condizione facilmente verificabile perché la corrente del primo guasto a terra è capacitiva, quindi largamente inferiore alla corrente nominale del circuito serie, In. In genere i pali installati nel circuito serie primario risultano collegati equipotenzialmente attraverso la schermatura dei cavi[9], e di fatto costituiscono un impianto di terra unico. Le masse del circuito serie secondario devono essere interconnesse tra loro essendo il circuito secondario in genere sprovvisto di dispositivo di controllo d'isolamento. Per le masse alimentate a tensione fino a 1000 V, ad esempio i circuiti serie secondario, la protezione contro i contatti indiretti è realizzata con componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente, secondo la norma CEI 64-8.

Le strutture degli impianti elettrici per l'illuminazione esterna

Le canalizzazioni per le linee d'alimentazione costituiscono insieme alle palificazioni le strutture degli impianti d'illuminazione che richiedono una specifica progettazione. In particolare la profondità minima da mantenere, rispetto al piano stradale pubblico, è questione controversa fin dall'entrata in vigore dell'art. 66 del Regolamento al Nuovo codice della strada[10], che stabilisce, in attuazione dell'art. 25 dello stesso Codice, al c. 3 e c. 7, il valore della quota minima d'interramento dei manufatti, sia in attraversamento sia nella posa longitudinale, in 1 m dall'estradosso della protezione. Secondo la Guida però l'impianto d'illuminazione è, invece, da considerare come impianto della strada[11], alla stessa stregua degli impianti semaforici e di segnaletica stradale, stante la loro stretta inerenza agli aspetti della sicurezza della circolazione stradale e non essere quindi considerato, né assimilato, a un manufatto di terzi che interferisce con la strada. Ne discende che per la profondità d'interramento della linea d'alimentazione è applicabile la norma CEI 11-17, avendo le linee interrate per l'illuminazione le stesse caratteristiche delle linee in cavo di distribuzione dell'energia elettrica. Tale norma fissa la profondità minima del cavo, riferita al piano d'appoggio e con protezione supplementare dello stesso non munito di armatura metallica, in 50 cm (per cavi con tensione fino a 1000 V; mentre per cavi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV la profondità minima deve essere di 0,6 m o di 0,8 m per il suolo pubblico). Inoltre, se la protezione supplementare è costituita da tubi con resistenza alla compressione di 450 N o 750 N, questa profondità può essere

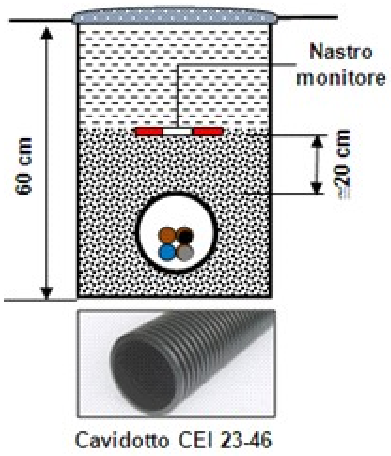


Fig. 6. Canalizzazione e protezione delle condutture per impianti d'illuminazione.

ulteriormente diminuita. In linea di correntezza è consigliabile la profondità del piano d'appoggio delle condutture di 60 cm[12] (fig. 6). La larghezza dello scavo dipende dalla modalità di posa che viene autorizzata. Generalmente, per ragioni di sicurezza della viabilità, è concessa solamente la modalità detta a "cielo chiuso", cioè la posa (infilaggio) delle condutture entro cavidotto preventivamente posato. In questo caso la larghezza dello scavo può essere contenuta in 40 cm. In tal senso è sempre più esteso l'impiego della protezione meccanica supplementare costituita dai così detti cavidotti. La norma precisa che le protezioni meccaniche supplementari devono essere progettate per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo. Ciò significa innanzitutto che per ragioni di sicurezza gli scavi in prossimità (indicativamente di 20 cm) di un cavo di energia non dovrebbero essere condotti con mezzi meccanici. I cavidotti sono tubi in materiale plastico, costruiti in conformità alla norma CEI EN 50086 - 2 – 4 (classificazione CEI 23-46) Parte 2-4: - Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati, che rispondono ai requisiti di cui sopra. Ne esistono di tre tipi (250, 450 e 750) in funzione della loro resistenza a compressione espressa in newton. In genere sono utilizzati le versioni 450 e 750, anche del tipo corrugato flessibile, perché il superamento della prova a percussione, costituita dalla caduta di una massa battente con una energia non inferiore a 40J li rende idonei all'impiego, senza ricorrere a "precauzioni aggiuntive" (art. 3.103 e art. 6.1.1 della variante V1 – CEI EN 50086-2-4-/A1). La posa di un nastro monitore è comunque consigliabile per segnalare il confine fra l'escavazione a macchina e quella manuale.

Nell'Allegato B della Guida sono riportate le caratteristiche dei sostegni, le sospensioni a fune e le prescrizioni per la predisposizione delle opere civili. I pali più comunemente utilizzati sono del tipo in acciaio (norme UNI EN 40/4). Sono previsti anche pali in lega di alluminio, in calcestruzzo armato e precompresso e in resina poliestere, rinforzate con fibre di vetro (norma UNI EN 40 classificazione dei pali per illuminazione stradale). La verifica di stabilità dei sostegni e delle fondazioni (fino a un'altezza fuori terra non superiore a 15 m), in particolare quando costituiscono amarro di condutture aeree, deve essere condotta con riferimento alle disposizioni contenute nella norma CEI 11-4.

Distanziamenti dei sostegni e delle condutture rispetto altri impianti e manufatti

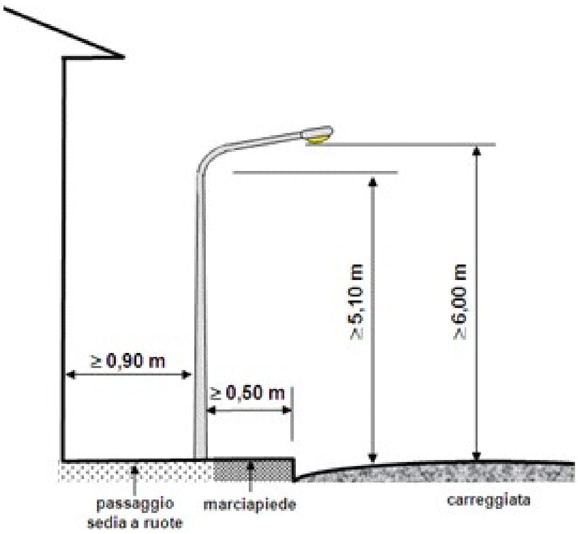


Fig. 7. Esempio di posizionamento di sostegni in una strada urbana.

Per quanto riguarda il posizionamento dei sostegni l'Allegato A (informativo) della Sez. 714 della norma CEI 64–8, impone che siano realizzati opportuni distanziamenti dalla carreggiata stradale. In alternativa devono essere realizzate protezioni con barriere di sicurezza[13]. La distanza di sicurezza non è definita, ma è messa in relazione, in particolare, alla velocità di progetto e al volume di traffico della strada. Tenuto conto che il sostegno d'illuminazione è da considerarsi alla stregua dei segnali stradali, la cui distanza dalla carreggiata è regolamentata dal Codice della Strada e del DM 18-02-1992, n. 223, si distinguono due casi:

- strade in centro abitato con limite di velocità di 50 km/h;
- strade con velocità di progetto ≥ ai 70 km/h.

Nel primo caso il sostegno d'illuminazione deve essere posizionato, lato esterno, ad una distanza minima di 0,50 m dal ciglio del marciapiede o dal bordo esterno della banchina. Inoltre, nessuna parte del punto luce deve sporgere da queste misure fino all'altezza di 5,10 m (fig. 7). Nel secondo

caso, entrano in gioco valutazioni complesse in quanto il sostegno deve essere protetto da barriere di sicurezza rispondenti alla Norma CEI UNI EN 1317. La distanza tra l'interno della barriera e l'esterno del sostegno sarà compresa tra 0,60 m e 3,50 m a secondo del tipo di barriera. In ogni caso il sostegno deve essere posizionato in modo da consentire il passaggio delle sedie a ruote di almeno 90 cm e non interferire con gli spazi di manovra.

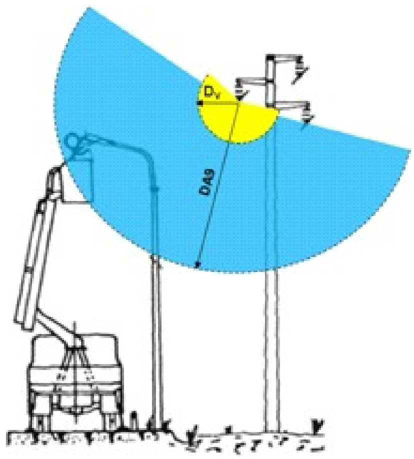


Fig. 8. Le distanze di sicurezza dalle linee in conduttori nudi per la manutenzione sono stabilite dalla norma CEI 11-27 e dal D.Lgs. n. 81/08.

Dall'art. 5.2.1 all'art. 5.2.3 sono riportate le distanze di rispetto dei punti luce da opere e manufatti circostanti (linee elettriche, ferrovie, linee di telecomunicazioni, ecc). In tal senso hanno particolare importanza le distanze, da osservare in sede di progetto per il corretto esercizio, dei sostegni e dei relativi apparecchi d'illuminazione dai conduttori di linee elettriche aeree (conduttori supposti sia con catenaria verticale sia con catenaria inclinata di 30° sulla verticale, nelle condizioni indicate nella Norma CEI 11-4 in 2.2.04 - ipotesi 3)[14] che devono essere:

- 1 m dai conduttori di linee di classe 0 e I; riducibile a 0,5 m, quando si tratta di linee con conduttori in cavo aereo ed in ogni caso nell'abitato.
- (3 + 0,015 U) m dai conduttori di linee di classe II e III[15], dove U è la tensione nominale della linea aerea espressa in kV; riducibile a (1 + 0,015 U) m per le linee in cavo aereo e, quando ci sia l'accordo fra i proprietari interessati, anche per le linee con conduttori nudi.

Altre sono le distanze di sicurezza da mantenere per le attività di manutenzione (fig. 8) fissate in accordo combinato della norma CEI 11-27 e degli artt. 83 e 117 del D.Lgs. 81/08 (TU della sicurezza). Per quanto riguarda la coesistenza tra la linea in cavo interrato dell'impianto di illuminazione e altri servizi tecnologici interrati, si applica come già detto, la norma CEI 11-17, fatta eccezione per le interferenze con le reti del gas per le quali si applicano a seconda dei casi: il DM 24-11-1984 e successive modificazioni e integrazioni, il DM 17-4-2008, il DM 16-4-2008 e le norme UNI 9165 e UNI 9860.

Verifiche, esercizio e manutenzione

Nel caso d'impianti realizzati con componenti di classe I l'impianto di terra in precedenza descritto è sottoposto al regime di verifica periodica stabilito dal DPR n. 462/2001 essendo lo stesso considerato, ai sensi del TU della sicurezza, un luogo dove si esplica attività di lavoro subordinato. La questione è meno univoca negli impianti esistenti quando i pali sono messi a terra con un unico conduttore di protezione o singolarmente pur in presenza di componenti di classe II. In generale un impianto di classe II dove siano collegate a terra le masse (nella fattispecie i pali) è automaticamente declassato di classe I.

Nel primo caso nell'ipotesi di un guasto a terra su un sostegno se l'impianto di terra non è efficiente si possono verificare potenziali pericolosi anche su tutti gli altri sostegni. Quindi in tali situazioni l'impianto di terra va sottoposto al regime di verifica periodica ai sensi di legge. Al contrario se ogni palo è collegato a terra singolarmente non è necessaria la denuncia dell'impianto di protezione di terra essendo minore la probabilità di tensione di contatto pericolosa.

Il quadro degli obblighi di verifica implica anche l'esecuzione di tutte le altre verifiche previste dall'art. 86[16] del richiamato TU. In particolare la Guida richiama la verifica della resistenza d'isolamento. Essa richiede all'atto della verifica iniziale, per ogni circuito d'illuminazione, una resistenza d'isolamento verso terra non inferiore a:

- 0,25 MΩ, per gli impianti di categoria 0;
- 2·U/(L+N) [MΩ], per gli impianti di categoria I e II.

Con:

U = tensione nominale verso terra in kV dell'impianto (si assume il valore 1 per tensione nominale inferiore a 1 kV);

L = lunghezza complessiva delle linee di alimentazione in chilometri (si assume il valore 1 per lunghezze inferiori a 1 km);

N = numero degli apparecchi di illuminazione presenti nel sistema elettrico.

È pure richiesta la verifica della caduta di tensione che può essere eseguita misurando l'impedenza del circuito oppure calcolata usando un diagramma simile a quello dell'Allegato 6D della norma CEI 64-8/6.

La manutenzione è concepita essenzialmente per contrastare preventivamente:

- l'alterazione delle prestazioni illuminotecniche[17];
- lo spegnimento di tratti o di tutto l'impianto con conseguenti situazioni di pericolo per la circolazione e disagio psicologico per gli abitanti[18];
- pericoli di elettrocuzione, o di cedimento strutturale dell'impianto: caduta dei pali o dei corpi illuminanti o di parti di essi[19].

Nell'affidamento in appalto della manutenzione occorre considerare, ai fini della corretta applicazione della norma CEI 11-27, l'aspetto della conduzione dell'impianto, rispetto al quale si distinguono due casi.

- L'impianto d'illuminazione esterno è esercito e manutenuto dal proprietario tramite il responsabile dell'impianto (RI)[20], proprio dipendente. Così facendo il RI prepara i programmi di manutenzione, individua l'impianto elettrico o parte di esso oggetto dell'attività di manutenzione, pianifica le attività da svolgere e trasferisce al Preposto ai lavori (PL[21]) (appartenente all'azienda proprietaria dell'impianto o a un ditta di manutenzione in appalto) le informazioni su eventuali rischi ambientali ed elettrici specifici dell'impianto oggetto dei lavori, consegna al PL stesso l'impianto nelle condizioni previste[22]. I due ruoli possono essere ricoperti dalla medesima persona;
- L'impianto è manutenuto da un'impresa terza tramite un contratto di appalto.

  In questo ipotesi per ragioni di efficienza[23] ed efficacia dell'attività la figura del RI viene individuata in una persona, che possieda i requisiti tecnici necessari, appartenete all'impresa appaltatrice che potrà svolgere anche i compiti di PL, operando quindi senza la predisposizione di documenti scritti[24]. La delega, documentata e regolamentata, all'impresa della responsabilità alla conduzione dell'impianto deve essere prevista nel bando di gara affinché l'impresa possa valutare preventivamente gli oneri e gli obblighi giuridici che ciò comporta. Da parte sua il committente dovrà curare particolarmente gli adempimenti dall'art. 26 del D.Lgs. riguardanti, oltre agli obblighi d'informazione, cooperazione e coordinamento (nel caso del ricorso, autorizzato al subappalto), la verifica dell'idoneità tecnico professionale dell'impresa affidataria in particolare per l'attuazione dell'art. Art. 4.15.4 della norma CEI 11-27[25].

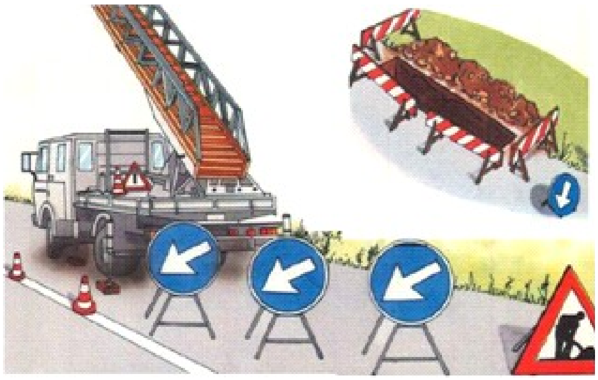


Fig. 9. Allestimento e predisposizione segnaletica di sicurezza per cantiere stradale.

Gli interventi di manutenzione su impianti d'illuminazione posti all'esterno comportano sempre rischi per il personale di manutenzione e disagi per i fruitori delle aree esterne e delle strade, Anche la sostituzione di una sorgente luminosa su una strada con traffico veicolare o piazzale di

centro commerciale ed industriale, di porti o aeroporti, comporta rischio per gli addetti e disagio per gli utenti dell'area. Per gli interventi in elevazione si utilizzano autocestelli, che impegnano una corsia di marcia (fig. 9) e la prima precauzione da prendere a tutela degli addetti e dei veicoli è quella di predisporre la opportuna delimitazione e segnalazione del mezzo che occupa la carreggiata. In tal senso il DIM 04-03-2013 prevede una formazione, integrativa della formazione prevista dall'Accordo Stato Regioni n. 221/11, per preposti e lavoratori, addetti alle attività di pianificazione, controllo e apposizione della segnaletica stradale destinata alle attività lavorative che si svolgano in presenza di traffico veicolare.

agu/
5/14

[1] La Sezione 714 della Norma CEI 64-8 ed. VI aveva già sostituito la Norma CEI 64-7 "Impianti elettrici d'illuminazione pubblica" relativamente agli impianti di illuminazione in parallelo con tensione fino a 1000 V c.a.

[2] Nel caso di specie mediante interruzione automatica del circuito (coordinata con la messa a terra) componenti d'impianto di classe I.

[3]Le condutture possono essere considerate di classe II (con tensioni nominali non superiori a 690 V) se utilizzano:

- cavi con guaina isolante di tensione superiore di un gradino rispetto a quella del sistema elettrico servito (isolamento rinforzato);
- cavi unipolari senza guaina installati in tubo protettivo o in canale isolante rispondente alle Norme di prodotto;

cavi con guaina metallica aventi isolamento idoneo alla tensione nominale del sistema elettrico tra la parte attiva e la guaina metallica e tra questa e l'esterno. L'isolamento deve essere garantito anche nelle giunzioni, ad esempio entro morsettiere in materiale isolante oppure realizzato in fase d'installazione (es. muffole). Particolari precauzioni devono essere prese durante l'infilaggio dei cavi (es. alla base del palo) onde evitare danneggiamenti meccanici in fase di installazione. I cavi di classe II devono sempre possedere una guaina, i cavi senza guaina non possono essere di classe II. La guaina assolve unicamente funzioni meccaniche anche se è di materiale isolante. Esempi:

- Cavo H07V-K 300V/500V non è un cavo in classe II perché ha un singolo isolamento (senza guaina).
- Cavo N07V-K 450V/750V non è un cavo in classe II perché ha un singolo isolamento (senza guaina).
- Cavo FROR 450V/750V è un cavo assimilabile alla classe II perché ha la guaina ed una tensione di isolamento di un gradino superiore alla tensione nominale.
- Cavo FG70R 0,6V/1kV è un cavo assimilabile alla classe II in abbondanza perché ha la guaina ed una tensione di isolamento di due gradini superiore alla tensione nominale.

[4] Per quanto riguarda le strutture di sostegno le stesse si ritengono in generale autoprotette se il terreno circostante ha una pavimentazione isolante o se può essere esclusa la presenza prolungata nei pressi dei pali di un numero elevato di persone.

[5] Curva di sicurezza tensione di contatto ammissibile per un guasto a terra in media o alta tensione $U_{Tp} = f(t_F)$ riportata dalla norma CEI EN 50522 (CEI 99-3).

[6] Ai fini della segnalazione dei guasti e dell'attivazione del pronto intervento, si stanno sempre più diffondendo sistemi di telecontrollo integrati che con l'utilizzo di componenti elettronici montati a bordo del centro luminoso o all'interno del palo, fanno dialogare ogni singolo apparecchio con unità centralizzate di raccolta dei dati dello stato dell'impianto.

[7] Modifica della tab. 2 della norma CEI 99-3

[8] Le tensioni nominali d'impianto vanno dai valori della bassa tensione fino a valori di alcuni kV, in genere non superiori a 6 kV.

[9] Per i circuiti serie primari quando eserciti a tensione superiore a 600 V verso terra, i cavi da utilizzare devono essere di tipo schermato in accordo con la norma CEI 20-13, mentre nei circuiti secondari con tensione contenuta entro 1000 V, si devono utilizzare cavi aventi tensione nominale d'isolamento almeno 0,6/1 kV.

[10] DPR n.495/92 e DPR n.610/96.

[11] Nella circolare del Ministero dei LL. PP. 16 Maggio 1996, n. 2357 - Fornitura e posa in opera di beni inerenti alla sicurezza della circolazione stradale - (G.U. n. 125 del 30/05/1996), gli impianti d'illuminazione sono espressamente elencati nelle "pertinenze d'esercizio" della strada stessa.

[12] Fatta salva diversa prescrizione vincolante dell'ente proprietario della strada.

[13] Per gli aspetti di dettaglio si deve procedere in accordo con il DM 18-02-1992 n. 223, il DM 21-06-2004 e la norma UNI 1317.

[14] Temperatura di +40°C in Zona B e +55°C in Zona A

[15] La Guida ha ignorato la norma CEI 11-4: 2011-01 (fasc. 11022), in vigore dal 01-02-2011 per le linee di nuova costruzione a tensione superiore a 1 kV, che all'art. 6.5 fissa una distanza di rispetto per i conduttori (supposti sia con catenaria verticale sia con catenaria inclinata di 30° sulla verticale) dai sostegni di altre linee elettriche, nelle condizioni di carichi uniformi di ghiaccio/neve su tutte le campate e di temperature +55 °C e +48 °C, rispettivamente per le zone A e B del territorio italiano, di 3,5 + D_{el} m riducibile a 1 + D_{el} m quando ci sia l'accordo tra i proprietari delle due linee. Dove D_{el} è la distanza d'isolamento (circa 1 cm per kV), ovvero $D_{50Hz_p_e}$ distanza elettrica d'isolamento in aria necessaria alla tenuta della tensione a frequenza industriale per le linee elettriche a tensione superiore a 45 kV. La questione merita un approfondimento in sede normativa per chiarire se deve essere verificata la suddetta condizione anche nel caso dello stato limite della temperatura di 96 °C della linea elettrica.

[16] Verifiche e controlli. 1. Ferme restando le disposizioni del DPR 22-10-2001, n. 462, in materia di verifiche periodiche, il datore di lavoro provvede affinché gli impianti elettrici e gli impianti di protezione dai fulmini siano periodicamente sottoposti a controllo secondo le indicazioni delle norme di buona tecnica e la normativa vigente per verificarne lo stato di conservazione e di efficienza ai fini della sicurezza. In tal senso la Guida richiama, nella premessa del capitolo 8, le fonti normative: le norme CEI 64-8, 99-2 e 99-3 nonché le guide CEI 64-14, 0-11 e 0-14.

[17]Con la manutenzione periodica si devono garantire nel tempo le prestazioni illuminotecniche che il progettista ha calcolato per quella tipologia d'impianto, necessarie a rendere sicuro il traffico veicolare, garantire il raggiungimento di prestazioni sportive che si svolgono in notturna e di riprese televisive.

[18]Garantire confort psicologico e sicurezza nei parchi, nei giardini e nei quartieri periferici. È del tutto evidente come questi impianti, al servizio della collettività, non possano accettare carenze prestazionali che compromettano la sicurezza.

[19]Occorre considerare che oltre al naturale degrado dei componenti, l'impianto di illuminazione esterna è anche accessibile a tutte le persone che, più o meno inconsciamente, possono andare a contatto con le parti metalliche accessibili per svariate ragioni. Esso è sottoposto a sollecitazioni ambientali e agenti atmosferici, a possibili danneggiamenti delle condutture interrate, dovuti ad interferenze con pose di altri servizi interrati, e dei sostegni causati da urti con veicoli di ogni genere.

[20] Art. 3.2.2 norma CEI 11-27.

[21] Art. 3.2.4 norma CEI 11-27.

[22] La consegna può avvenire, per impianti con tensione £ 1000 V, per l'esecuzione degli interventi fuori tensione ovvero sotto tensione. Per impianti con tensione > 1000 V la consegna avviene prevedendo l'esecuzione degli interventi fuori tensione e con l'impianto posto in sicurezza.

[23]Basti pensare alle esigenze di celerità nella manutenzione sotto guasto.

[24]Essenzialmente il documento di consegna e restituzione dell'impianto. Resta comunque indispensabile che l'impresa disponga di schede di manutenzione per il controllo del rischio elettrico, per le attività routinarie, sostitutive del Piano d'intervento del tipo di quelle tecniche riportate dalla Guida al termine del capitolo 9.

[25] Art. 4.15.4 - Datori di lavoro committenti. Nell'affidare lavori elettrici in appalto i datori di lavoro committenti devono richiedere al personale che opera su installazioni elettriche (cioè che esegue lavori elettrici) la condizione di PES e/o PAV.

NORMATIVA

VARIANTI ALLE NORME CEI 0-16 E CEI 0-21

L'ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA

Giuseppe Cafaro - Politecnico di Bari

Introduzione

Le regole tecniche di connessione degli utenti alla rete di distribuzione dell'energia elettrica sono fissate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e le risorse idriche (AEEG), che ha richiesto al CEI di elaborarle tramite le norme CEI 0-16, per la media tensione, e CEI 0-21, per la bassa tensione. La nascita di tali norme è recente, il 2008 per la CEI 0-16 ed il 2011 per la CEI 0-21, ed è caratterizzata da una loro continua evoluzione. Si è oggi alla terza edizione della CEI 0-16 ed alla seconda edizione della CEI 0-21 e nel dicembre del 2013 sono state pub-blicate la variante V1 alla prima norma e la variante V2 alla seconda. Questa prolificità non è certo causata da un parossismo pubblicistico ma da una serie di fattori oggettivi tra i quali si possono annoverare:

- la pubblicazione di parti della norma già programmati nelle precedenti edizioni dove comparivano come argomento allo studio;
- l'acquisizione di suggerimenti a modifiche derivanti dell'esperienza applicativa di regole tecniche tutto sommato giovani e solo ora utilizzate omogeneamente in larga scala;
- l'evoluzione della norma derivante da quella tecnologica e prestazionale di componenti di impianto che consentono di migliorare la sicurezza della rete;
- la necessità di corrispondere, con la norma, alla continua crescita degli obiettivi della sicurezza di rete sia a livello nazionale che europeo.

Le varianti entrate in vigore a dicembre del 2013 hanno come motivazione principale la necessità di considerare, sia per gli utenti connessi alla MT che per quelli connessi alla BT, la possibilità di installare sistemi di accumulo di energia elettrica (Energy Storage System o ESS), con particolare riguardo al numero, tipologia e posizionamento dei sistemi di misura dell'energia.

E' ovvio che, con l'occasione, si siano apportate tutte le modifiche derivanti da quei fattori motivazionali sopra richiamati, ai quali aggiungere, in questo caso, anche l'obiettivo di ottenere una maggiore omogeneità, laddove necessaria e possibile, tra la CEI 0-16 e la CEI 0-21.

Norme CEI 0-16 e 0-21 ed AEEG

Le norme CEI 0-16 e 0-21 sono tra quelle che vanno oltre la legge 186 del 1968. Esse costituiscono non una regola dell'arte riconosciuta come tale e a priori da una legge del-lo Stato, ma una regola tecnica richiesta e riconosciuta dall'AEEG. Per esse vi è un obbligo applicativo violabile solo con un'approvazione preventiva da parte dell'Autorità, sentito il parere del Comitato CEI che ha emanato le norme.

Queste norme sono oggetto di riconoscimento in delibere dell'Autorità e sono liberamente e gratuitamente scaricabili dal sito web del CEI o da quello dell'AEEG.

In tal senso le ultime varianti sono correlate al Documento per la Consultazione 613/2013/R/EEL emesso dall'Autorità il 19 dicembre 2013 ed avente per oggetto "Prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo – orientamenti".
Chi lo avesse voluto avrebbe potuto inoltrare osservazioni e proposte modificative entro il 31 gennaio di quest'anno. Si prevede che dal primo aprile possano entrare in vigore, in modalità transitoria, le di-sposizioni che deriveranno dalla consultazione. Al massimo per il 31 dicembre 2014 è prevista l'entrata in vigore a regime di tali disposizioni inerenti i sistemi di accumulo.
Il documento di consultazione contiene anche una ipotesi di schema di articolato che l'Autorità intende emettere, in fase di prima applicazione, come specifica delibera.
Già in fase di introduzione al documento citato l'Autorità prende atto dell'attività del CEI che ha portato alla promulgazione delle varianti del dicembre 2013.
Nella ipotesi di deliberazione si afferma che l'installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata da un sistema di accumulo deve essere effettuata secondo le modalità e gli schemi elettrici previsti dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21.
Sulla base delle apparecchiature di misura previste dalle norme, il GSE avrà il compito di elaborare opportuni algoritmi che consentano di determinare la quantità di energia elettrica prodotta e immessa da parte dell'impianto al netto dei sistemi di accumulo, ai fini dell'applicazione degli strumenti incentivanti e dei prezzi minimi garantiti.
Non si può escludere che l'attività di consultazione e la fase transitoria di applicazione della delibera sull'accumulo possa determinare ulteriori modifiche alle regole tecniche di connessione alle reti pubbliche e, quindi, delle norme CEI.

Necessità e benefici dell'accumulo dell'energia elettrica

L'accumulo di energia elettrica sta prospettandosi come una soluzione efficace per superare il limite più evidente della generazione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili attualmente più diffuse in Europa. La generazione per conversione fotovoltaica e la generazione eolica, infatti,

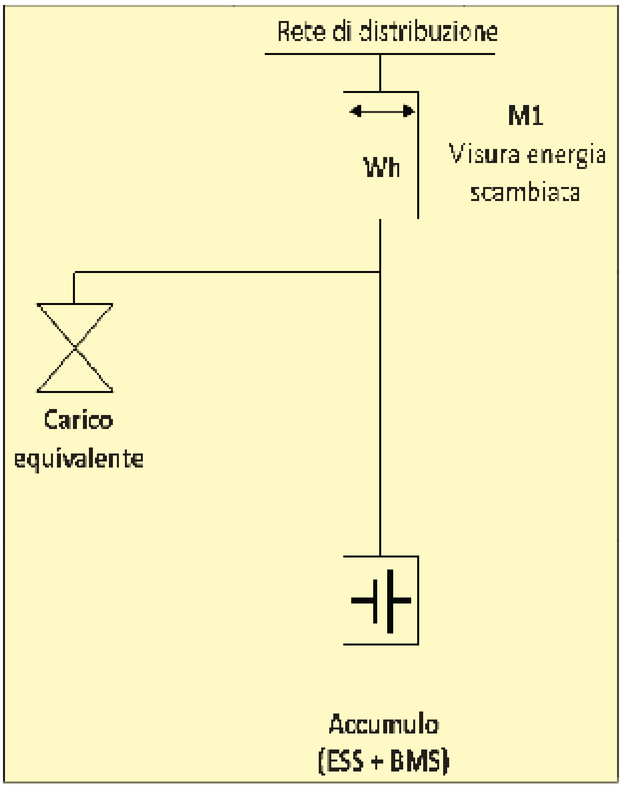


Figura 1: Misura energia per impianti di accumulo installati in impianti passivi o che non godono di tariffa incentivante

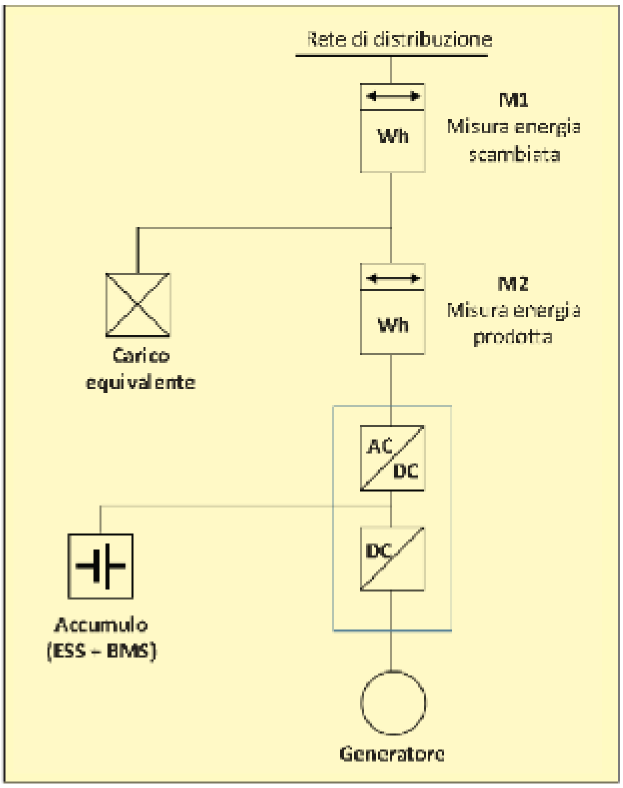


Figura 2: Misura energia per sistema di accumulo lato produzione installato nel circuito elettrico in corrente continua

hanno come caratteristiche comuni la distribuzione, sul territorio e sulla rete, e la non programmabilità della produzione, vincolata alla disponibilità naturale della risorsa energetica primaria.
Ciò comporta almeno due problemi. Da un lato l'utente che attiva una produzione non programmabile interna al suo impianto utilizzatore ha difficoltà a far collimare il profilo dell'energia prodotta con quella consumata; dall'altro la notevole potenza di produzione connessa alla rete non solo non partecipa alla sicurezza della rete, ma anche la mette in crisi con la sua scarsa capacità di regolazione.
Alla fine dell'anno scorso, in Italia, risultava connessa alla rete una potenza di oltre 17 GW di impianti fotovoltaici, pari a quasi un terzo della punta degli assorbimenti verificatisi nel corso del 2013.
Il primo problema si trasforma in onere economico o in minori incentivi per l'utente che deve utilizzare la rete come "polmone" energetico, cedendo i surplus di produzione rispetto agli assorbimenti istantanei, ed acquisendo energia per compensare i deficit produttivi rispetto alla domanda interna.
Il secondo problema comporta la necessità di definire strategie di gestione della rete che, pur privilegiando la produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia rinnovabile, consenta di avere sempre disponibile la riserva di potenza ed energia necessaria all'equilibrio istantaneo nella rete della energia prodotta e di quella utilizzata. Tutto ciò determina costi di esercizio elevati, talvolta dovuti anche alla necessità di bloccare la produzione dell'energia rinnovabile con indennizzo della mancata produzione.
La problematica da anni è al centro dell'attenzione a livello europeo, dove documenti tecnici dell'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) segnalano sempre più diffusi casi di variazioni di frequenza, determinati da squilibri di potenza, con conseguenti distacchi di porzioni, anche vaste, di rete. A questi si aggiungono i fenomeni di innalzamento di tensione provocati da un numero elevato di generatori posti nel sistema di distribuzione, una volta parte terminale della rete, che non partecipano, o non lo fanno nella misura sufficiente, alla regolazione di tale parametro con lo scambio di potenza reattiva o la limitazione di potenza attiva immessa in rete. Tutto ciò fu oggetto, nel nostro Paese, del DM 5 maggio 2011 che, all'art. 11 comma 3, richiedeva che gli inverter utilizzati in impianti fotovoltaici dovessero tener conto delle esigenze della rete elettrica, prestando particolari servizi e protezioni. Tali prestazioni sono state estese dall'AEEG, sempre tramite le norme CEI 0-16 e 0-21, anche ad altre tipologie di generazione.
I sistemi di accumulo consentono ulteriori capacità di regolazione e di partecipazione ai servizi di rete aumentandone la sua sicurezza, obiettivo ineludibile alla luce dell'incremento, prevedibile e previsto, della produzione distribuita e non programmabile di energia elettrica.
Per altro il tema dell'accumulo non è nuovo nel sistema elettrico, anche se affrontato, in passato, con l'installazione di centrali di potenza significativa connesse direttamente al sistema di trasmissione. Le centrali di pompaggio, nel settore idroelettrico, costituiscono un esempio classico di centrali di produzione destinate a fornire servizi di rete accumulando una riserva energetica, sotto forma di energia potenziale, in un invaso alto, energia che viene restituita in momenti di necessità, o convenienza, scaricando l'acqua, che passa attraverso una turbina, in un invaso basso.
L'energia di pompaggio dell'acqua nell'invaso alto viene prelevata dalla rete elettrica. Fornendo un prezioso servizio di rete, l'energia per il pompaggio ed i servizi ausiliari gode di particolari agevolazioni tariffarie. Inoltre l'energia fornita è pregiata in quanto necessaria al corretto funzionamento del sistema elettrico o perché fornita in ore di bassa disponibilità produttiva o di alta domanda di energia elettrica. La differenza di costo tra l'energia assorbita e quella fornita alla rete, insieme al reintegro naturale dell'invaso alto, compensa l'investimento.

I sistemi di accumulo energetico possono essere molteplici e non tutti di natura elettrica (accumulo di energia termica, aria compressa, idrogeno, ecc.). Non v'è dubbio, però, che oggi è particolarmente d'attualità l'accumulo elettrochimico, una tecnologia che gode contemporaneamente di due caratteristiche: da un lato si tratta di una tecnologia consolidata, e dall'altro di una tecnologia che ha visto negli ultimi anni progressi straordinari, spinta anche dalla diffusione della mobilità elettrica.
Inoltre in questo campo l'Italia ha un ruolo leader, non solo storicamente (Galvani e Volta per intendersi) ma anche per le attuali capacità produttive e di ricerca industriale. Insomma, a differenza del fotovoltaico, lo sviluppo dell'accumulo potrebbe vedere una filiera nazionale proiettata anche verso i mercati europei ed extra europei.
I benefici dell'accumulo elettrico si manifestano sull'intero sistema elettrico anche quando esso viene installato a livello di sistemi di utilizzazione.
Uno studio commissionato recentemente dall'ANIE stima che se il 20% degli utenti domestici con generazione fotovoltaica installasse sistemi di accumulo, ne deriverebbero benefici annui di oltre 500 M€ ai costi di esercizio della rete, pur in assenza di sistemi centralizzati di controllo.
L'area di interesse delle recenti varianti alle norme CEI 0-16 e 0-21, nonché del documento di consultazione dell'AEEG, è quella degli utenti che si connettono alla rete pubblica di distribuzione in MT e BT che installino sistemi di accumulo elettrochimico.
L'utente che installasse un sistema di accumulo, oltre a determinare un beneficio complessivo alla rete, che potrebbe essergli riconosciuto come già avviene in altri paesi, ottiene altri vantaggi che possono esser così riassunti:

- gestione integrata e flessibile di carichi elettrici e produzione da fonte rinnovabile;
- eliminazione dei picchi di assorbimento;
- dislocazione degli assorbimenti in ore di minor costo;
- riduzione delle perdite;
- possibilità di funzionamento in isola;
- compensazione, con opportuni regolatori, della potenza reattiva;
- incremento della potenza massima senza impatto contrattuale;
- riduzione dei problemi di power quality, soprattutto in riferimento ai buchi di tensione;
- maggiore possibilità del raggiungimento dell'obiettivo di edifici a consumo quasi zero, obbligatorio per quelli nuovi a partire dal 2020.

Le principali novità normative connesse all'accumulo

Ambedue le varianti hanno introdotto la definizione di sistema di accumulo indicato come "insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione". L'installazione classica di un sistema di accumulo è quella integrata con la generazione all'interno di una utenza attiva; in tal caso si ottengono i maggiori benefici funzionali ed economici.
Ovviamente nulla toglie che l'installazione possa avvenire all'interno di una utenza passiva, mantenendo una parte dei benefici funzionali ed economici di cui godono le utenze attive. Nella citata ricerca commissionata dall'ANIE vengono confrontati i benefici derivanti dall'installazione di sistemi di accumulo per utenze domestiche e commerciali in presenza o in assenza di generatori fotovoltaici.
Al limite, si potrebbe connettere alla rete un sistema di accumulo puro, come se si trattasse di una centrale di pompaggio.
In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata, i sistemi di controllo delle batterie (Battery

Management System, BMS) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente. A tal proposito si richiama la possibilità che i sistemi di accumulo siano in grado di alimentare sezioni di carico significative da rendere insensibili ai cosiddetti Power Quality Events (buchi di tensione, inquinamento armonico, ecc.).
I sistemi di accumulo di energia elettrica come tutti i sistemi fisici hanno un rendimento energetico, inferiore all'unità e pertanto sono sistemi passivi se ci si riferisce ad un periodo di acquisizione e rilascio, che parta ed arrivi ad un identico livello di accumulo. Ciò non toglie che con riferimento alla fase di "rilascio dell'energia" essi si comportino come veri e propri generatori quando tale energia possa essere immessa in rete.
Le varianti pubblicate modificano la definizione di utente attivo in ambedue le norme. La definizione è stata ampliata includendo come utenti attivi anche quelli che installano sistemi di accumulo diversi dagli UPS come definiti dalla norma CEI EN 62040. In pratica i sistemi di accumulo che non possono rilasciare energia a monte della sezione di conversione AC/DC verso la rete, non determinano un sistema attivo. Questa definizione comporta delle conseguenze pratiche; infatti, un utente passivo che installa un sistema di accumulo diventa attivo e dovrà dotarsi di un Sistema di Protezione di Interfaccia e dovrà tener conto, ai fini delle protezioni e del sezionamento, della presenza di un vero e proprio generatore.
La parte innovativa e più consistente delle varianti è nella modifica/integrazione dei paragrafi riguardante i sistemi di misura dell'energia elettrica e la loro localizzazione. Gli impianti passivi con accumulo o impianti attivi con accumulo che non godono di tariffe incentivanti non hanno necessità di sistemi di misura articolati, ma di un solo misuratore che contabilizzi l'energia scambiata con la rete, e sia quindi di tipo bidirezionale con memorizzazione oraria del transito (figura 1). Il sistema dei misuratori può diventare più complesso in relazione alla presenza di regimi incentivanti o di particolari sistemi di scambio sul posto e/o di cessione convenzionata dell'energia. Per altro, nel corso degli anni sono stati promulgati cinque "conti energia" con

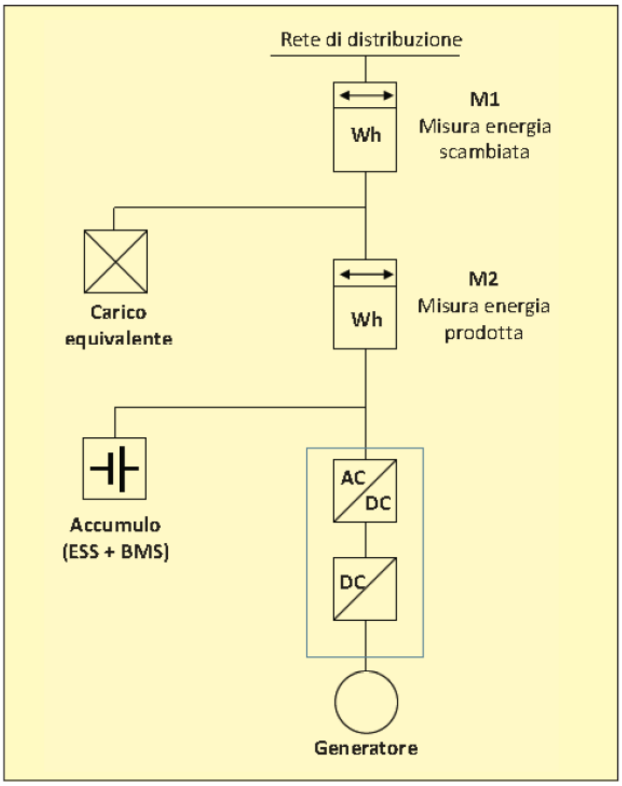


Figura 3: Misura energia per sistema di accumulo lato produzione installato nel circuito elettrico in corrente alternata

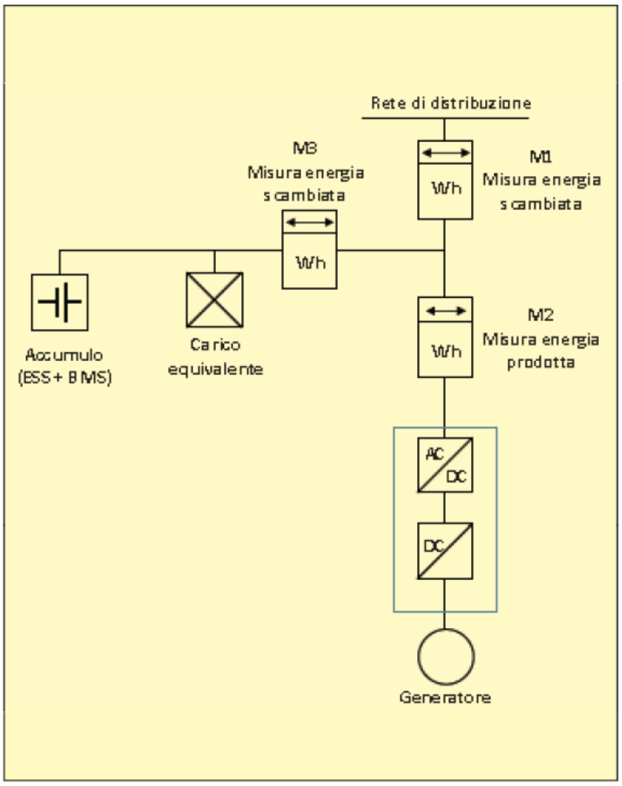


Figura 4: Misura energia per sistema di accumulo post produzione

diverse regolamentazioni della tariffa incentivante e della contabilizzazione e valorizzazione della energia scambiata con la rete.
L'AEEG nel documento di consultazione citato ritiene incompatibile l'installazione di sistemi di accumulo con gli impianti attivi che hanno avuto accesso al primo conto energia. Ciò costituisce un indubbio passo avanti rispetto ad una precedente affermazione di incompatibilità totale dei sistemi di accumulo con le tariffe incentivanti, qualunque esse fossero.
Gli schemi di installazione dei misuratori forniti dalle varianti CEI sono definiti solo con riferimento alla connessione, fermi restando i vincoli ulteriori che l'AEEG vorrà fissare per rendere compatibile l'accumulo con sistemi tariffari particolari e modalità di scambio sul posto. Influenza il numero e la posizione dei misuratori anche il punto di inserzione dell'accumulo rispetto al sistema d'utenza. L'AEEG definisce sistema di accumulo bidirezionale un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione sia dalla rete con obbligo di connessione di terzi.
Il sistema di accumulo monodirezionale, invece, è un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione.
Il sistema di accumulo lato produzione è un sistema di accumulo installato, o nel circuito elettrico in corrente continua (eventualmente anche integrato nell'inverter) o nel circuito elettrico in corrente alternata, nella parte di impianto compresa tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta. Il sistema di accumulo post produzione è un sistema di accumulo installato nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa.
Gli schemi prodotti dal CEI esaminano diversi casi di inserzione del sistema di accumulo. Le figure 2 e 3 mostrano l'installazione dei misuratori nel caso di inserzione lato produzione; la prima con riferimento al collegamento nella parte di impianto in corrente continua, la seconda nel caso di collegamento nella parte di impianto in corrente alternata. La figura 4, infine, mostra l'installazione dei misuratori nel caso di inserzione sul lato alternata post produzione.
I misuratori devono avere tutti la caratteristica di bidirezionalità e, si presume, consentire la tele lettura dei dati. Nella bozza di delibera predisposta nel documento di consultazione si esplicitano i casi in cui, con riferimento alle tariffe incentivanti, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, sia necessario identificare "il traffico energetico" dell'accumulo.
Come già messo in evidenza, l'Autorità chiede, inoltre, al GSE di mettere a punto opportuni algoritmi che consentano di valutare l'energia immessa e prelevata dagli utenti al netto dei sistemi di accumulo, ciò anche ai fini dell'applicazione degli strumenti incentivanti e dei prezzi minimi garantiti.

Ulteriori punti oggetto di variante

Con l'occasione della promulgazione delle varianti, dovuta soprattutto alla necessità di introdurre i sistemi di misura per l'accumulo, si è intervenuti con ulteriori messe a punto delle norme CEI 0-16 e 0-21. Nella variante alla CEI 0-16 è stato riscritto l'allegato N, di carattere normativo, avente per oggetto le "prove sui generatori statici, eolici FC e DFIG" e sono state apportate minime modifiche agli allegati E, I, J ed M. Per la CEI 0-21 sono state apportate modifiche agli allegati A, B, C ed F. Gli interventi concettualmente più importanti riguardano, sicuramente, lo scambio di potenza reattiva tra i generatori e la rete ai fini della regolazione della tensione. In ambedue le norme è stata apportata una modifica alla definizione di "potenza nominale" ed è stata introdotta quella di "potenza ai fini dei servizi di rete".
In realtà la ridefinizione di potenza nominale non determina modifiche concettuali ma solo una riscrittura in termini più chiari e generali.
Significativa, invece, è l'introduzione della definizione di potenza ai fini dei servizi di rete indicata come la potenza apparente massima a cui un'unità di generazione (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) può funzionare con continuità (per un tempo indefinito) a tensione e frequenza

nominali. Ai fini della prestazione dei servizi di rete (potenza reattiva), il generatore (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) deve essere in grado di scambiare con la rete una Q non inferiore a Sn·senϕn. In queste condizioni, la massima potenza attiva erogabile nel funzionamento a potenza nominale (Sn) è pari a Sn·cosϕn. Le eventuali richieste di potenza reattiva hanno quindi priorità rispetto all'erogazione della potenza attiva e saranno attuate limitando, all'occorrenza, la potenza attiva scambiata. Nel dimensionare l'inverter, quindi, bisognerà tenere conto anche di questa caratteristica per non determinare limitazioni, almeno nelle condizioni nominali, della potenza generata. Nella variante alla CEI 0-16, con riferimento a questo punto, sono state ripubblicate le due curve di capability con riferimento agli inverter di generatori fotovoltaici con potenza, rispettivamente, inferiore a 400 kW e da 400 kW in su. Ai fini della sicurezza della rete si richiede che la generazione distribuita partecipi alla regolazione di tensione secondo due principi: lo scambio di potenza reattiva con la rete e/o la riduzione della potenza attiva immessa in rete in caso di elevazione al 110% del valore nominale della tensione al punto di connessione. La CEI 0-16 richiede che l'utente attivo valuti le curve di capability dell'impianto al punto di consegna, partendo da quelle dei generatori, escludendo il carico ma considerando gli altri componenti in grado di impegnare potenza reattiva (ad es. rifasatori, cavi, ecc.). In alternativa a questa non semplice valutazione, la CEI 0-16;V1 consente di calcolare la curva equivalente, che va allegata al Regolamento di Esercizio, come somma delle capability di tutti i generatori presenti. Infine si segnala che la variante alla CEI 0-16 ha modificato la prima soglia della prote-zione di massima corrente omopolare per guasto a terra in reti a neutro isolato (I0>, im-piegata solo in assenza della 67N.S2): valore 2 A; tempo di estinzione del guasto: 170 ms. Con ciò si può affermare che l'insieme dei limiti di taratura dei Sistemi di Protezione Generale per gli utenti connessi alla rete di MT è oramai definitivamente assestata.

Si trascurano le altre modifiche apportate con le due varianti, rimandando ad una loro completa lettura per gli eventuali approfondimenti.

Non si può pensare che le norme CEI 0-16 e 0-21 abbiano cessato di modificarsi ed anzi non è improbabile che esse diano origine anche ad ulteriori norme, come quelle preannunciate dalle varianti con riferimento agli allegati che potranno essere scorporati per diventare norme di prodotto.

Questa continua evoluzione non deve preoccupare, anzi testimonia che si è in presenza di una materia viva foriera di affermazione di nuove professionalità e, quindi, di nuove possibilità di lavoro.

Estratto dal Dossier pubblicato su U&C n. 6 - Giugno 2014

Normativa

La bolletta elettrica

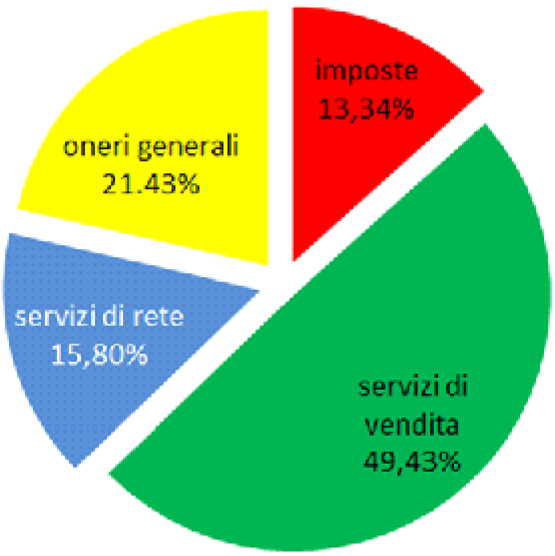
Maiorella Pietro

Il costo complessivo della bolletta elettrica è costituito da tre voci principali:

- servizi di vendita, ovvero il prezzo dell'energia;
- servizi di rete per il trasporto dell'elettricità dalle centrali nelle abitazioni e la gestione del contatore, nei Servizi di Rete sono inglobati gli oneri generali di sistema;
- imposte e accise.

L'Autorità ha stabilito che queste voci e le relativa spesa siano indicate con chiarezza nel quadro di riepilogo alla prima pagina della bolletta.

Composizione percentuale della spesa per l'energia elettrica



I servizi di vendita

Sono la principale voce di costo della fattura di energia elettrica (rappresentano mediamente più del 50% del costo complessivo) e comprendono tutti i servizi e le attività svolte dal fornitore di energia per acquistare e rivendere l'energia elettrica ai propri clienti. E' suddivisa in tre principali voci di spesa:

- prezzo dell'energia (in seguito definita "Quota Energia")
- prezzo commercializzazione e vendita (in seguito definita "Quota fissa")
- prezzo del dispacciamento (in seguito definita "Quota fissa")

Cominciamo a vede come è composta la bolletta, Totali Servizi di Vendita, si trovano i corrispettivi legati al servizio del fornitore, suddivisi ancora in Quota fissa e Quota energia. La prima di loro

comparirà sempre, anche se non ci sono stati consumi nel periodo di riferimento della bolletta, perché è un costo fisso applicato ad ogni utente che abbia una fornitura attiva.

Il prezzo dell'energia corrisponde al costo reale per l'acquisto dell'energia elettrica, comprensivo delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione.

I clienti che dopo il 1° luglio 2007 hanno cambiato fornitore passando al mercato libero, pagano i servizi di vendita in base alla soluzione commerciale scelta. Per coloro che non hanno cambiato fornitore e usufruiscono del servizio di maggior tutela, è l'Autorità a fissare e aggiornare il "prezzo energia" (PE) ogni tre mesi, con una metodologia che tiene conto di quanto speso dall'Acquirente Unico (l'organismo incaricato degli acquisti per i clienti in maggior tutela) per approvvigionarsi sul mercato all'ingrosso, fino al momento dell'aggiornamento trimestrale, e delle stime su quanto prevede di spendere nei mesi successivi.

DETTAGLIO IMPORTI BOLLETTA

	Unità di misura	Prezzi unitari	Quantità	Totale euro
TOTALE SERVIZI DI VENDITA (A)				11,78
QUOTA FISSA				
Commercializzazione vendita - mese aprile 2014	€/cliente/mese	2,500000	mesi 1	2,50
Commercializzazione vendita - mese maggio 2014	€/cliente/mese	2,500000	mesi 1	2,50
Componente di dispacciamento (parte fissa) - mese aprile 2014	€/cliente/mese	-0,591800	mesi 1	-0,59
Componente di dispacciamento (parte fissa) - mese maggio 2014	€/cliente/mese	-0,591800	mesi 1	-0,59
QUOTA ENERGIA				
ENERGIA				

La Quota fissa è composta dal costo di Commercializzazione Vendita (costi fissi di gestione commerciale, determinati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) e dalla Componente Fissa di Dispacciamento che è a vostro credito (è un numero negativo) si riferisce alle attività utili per il mantenimento in costante equilibrio del sistema elettrico, I clienti del M.M.T. (mercato di Maggior Tutela) pagano per questo servizio in proporzione ai consumi, secondo un valore aggiornato ogni tre mesi dall'AEEG; nei contratti del M.L. (mercato Libero) tale voce può avere valori differenti in base al contratto stipulato con ogni fornitore.

La Quota Energia invece, compare solo se avete consumato energia nel periodo di riferimento, e naturalmente è proporzionata al volume del vostro consumo. La Quota Energia è composta dalle voci:

QUOTA ENERGIA				
ENERGIA				
In F23 dal 17/03/2014 al 31/03/2014	€/kWh	0,073980	kWh 8	0,59
In F1 dal 01/04/2014 al 30/04/2014	€/kWh	0,076790	kWh 4	0,31
In F23	€/kWh	0,068480	kWh 61	4,18
In F1 dal 01/05/2014 al 16/05/2014	€/kWh	0,076790	kWh 1	0,08
In F23	€/kWh	0,068480	kWh 21	1,44
DISPACCIAMENTO				
In F23 dal 17/03/2014 al 31/03/2014	€/kWh	0,014270	kWh 8	0,11
In F1 dal 01/04/2014 al 30/04/2014	€/kWh	0,014350	kWh 4	0,06
In F23	€/kWh	0,014350	kWh 61	0,88
In F1 dal 01/05/2014 al 16/05/2014	€/kWh	0,014350	kWh 1	0,01
In F23	€/kWh	0,014350	kWh 21	0,30
COMPONENTE DI PEREQUAZIONE				
dal 17/03/2014 al 31/03/2014	€/kWh	0,000170	kWh 8	0,00
dal 01/04/2014 al 30/04/2014	€/kWh	-0,000070	kWh 65	0,00
dal 01/05/2014 al 16/05/2014	€/kWh	-0,000070	kWh 22	0,00

1. Energia: copre i costi sostenuti per acquistare l'energia elettrica; la voce viene tecnicamente denominata PE ("prezzo energia") e viene fissata e aggiornata ogni tre mesi dall'Autorità per l'Energia.
2. Dispacciamento: copre i costi del servizio di dispacciamento, cioè il servizio che garantisce in ogni istante l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica; la voce viene tecnicamente denominata PD ("prezzo dispacciamento") e viene fissata e aggiornata ogni tre mesi dall'Autorità per l'energia.
3. Componente di Dispacciamento (parte variabile): questa componente, tecnicamente denominata DISPbt si applica sia ai clienti che hanno diritto al Servizio di Maggior Tutela, ovvero i clienti domestici e le PMI anche qualora siano passati al mercato libero. La parte

variabile, viene addebitata al cliente in proporzione al consumo annuo (parte variabile solo per i clienti residenti con potenza fino a 3 kW).

4. Componente di Perequazione: questa componente, garantisce l'equilibrio tra i costi effettivi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela e quanto pagato dai clienti di quel servizio a partire dal 1° gennaio 2008. Non si applica ai clienti con contratti del mercato libero.

I servizi di rete

I servizi di rete sono le attività di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali, di distribuzione locale e comprendono la gestione del contatore. Per i servizi di rete non si paga un prezzo (come per l'energia) ma una tariffa fissata dall'Autorità sulla base di precisi indicatori, con criteri uniformi su tutto il territorio nazionale, tenendo conto dell'inflazione, degli investimenti realizzati e degli obiettivi di recupero di efficienza.
I servizi di rete sono composti da tre voci fondamentali, Quota fissa, Quota potenza, Quota variabile.

- Quota fissa: comprende tutti gli importi da pagare in misura fissa, cioè indipendentemente dai consumi, relativamente ai servizi di rete.
- Quota potenza: è l'importo da pagare in proporzione alla potenza impegnata. Ad esempio se il cliente ha 4,5 kW di potenza impegnata ed il prezzo unitario è di 1,283900 €/kW/mese, allora pagherà ogni mese 4,5x1,283900=7,70 €.
- Quota variabile: comprende tutti gli importi da pagare in relazione alla quantità di energia elettrica trasportata sulla rete per soddisfare la richiesta di energia del cliente suddivisa per scaglioni (dal 1° al 4°).

La differenza fra servizi di vendita e servizi di rete è sostanziale. Infatti, è sui servizi di vendita che si gioca la concorrenza e quindi la possibilità di risparmiare a seconda delle offerte commerciali dei diversi fornitori sul mercato libero. Sui servizi di rete, invece, non c'è concorrenza perché il trasporto e la distribuzione dell'energia avvengono attraverso infrastrutture che non possono essere replicate e che vengono utilizzate da tutti i fornitori per servire tutti i consumatori.

Oneri generali di sistema

All'interno dei servizi di rete, si pagano gli oneri generali che servono per pagare gli oneri introdotti da diverse leggi e decreti ministeriali (tra questi, i più rilevanti sono il decreto legislativo n. 79/99, il decreto del 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria e le leggi n. 83/03 e n. 368/03).
Per il settore elettrico, gli oneri generali di sistema sono:

- A2 a copertura degli oneri per il decommissioning nucleare
- A3 a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate
- A4 a copertura dei regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato
- A5 a sostegno alla ricerca di sistema
- As a copertura degli oneri per il bonus elettrico
- Ae a copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia
- UC4 a copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori
- UC7 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali
- MCT a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari

Componente A2 (oneri nucleari) - La A2 è destinata alla copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali nucleari dismesse (Latina, Caorso, Trino Vercellese, Garigliano), alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, svolte dalla società Sogin.
Secondo quanto previsto dalle leggi finanziarie 2005 e 2006, una parte del gettito della componente A2, pari a circa 100 milioni l'anno, viene destinato al bilancio dello Stato.

Principali riferimenti normativi: dl 79/99; dm 26 gennaio 2000; legge n. 83/03; decreto 2 dicembre 2004; legge n. 311/04 (finanziaria 2005); legge n. 266/05 (finanziaria 2006); dm 3 aprile 2006; legge n. 99/09. (gettito stimato 2013 circa 195 milioni di euro).

Componente A3 (fonti rinnovabili e assimilate) - E' la più consistente fra gli oneri di sistema e finanzia sia l'incentivazione del fotovoltaico sia il sistema del Cip 6, che incentiva le fonti rinnovabili e assimilate (impianti alimentati da combustibili fossili e da combustibili di processo quali scarti di raffineria etc.

La componente A3 finanzia inoltre: lo scambio sul posto, il ritiro dedicato dell'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili o non rinnovabili sotto i 10 MVA; il ritiro da parte del GSE dei certificati verdi CV invenduti nell'anno precedente; la copertura degli oneri CV per gli impianti assimilati in convenzione CIP 6/92 non cogenerativi; la copertura degli oneri CO2 per gli impianti assimilati in convenzione CIP 6/92; la tariffa omnicomprensiva per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (feed in).

L'incidenza di questi incentivi sulla spesa delle famiglie aumenta con il crescere dei consumi.

Principali riferimenti normativi dl 79/99; dm 26 gennaio 2000; legge n. 83/03; CIP 6/92; dl n. 387/03; legge n. 239/04; decreto 28 luglio 2005; decreto 6 febbraio 2006; decreto 19 febbraio 2007; legge n. 244/07; dm 18 dicembre 2008; legge n. 99/09; dm 6 agosto 2010, decreto legislativo n. 28/11 (gettito stimato 2013 circa 12,55 miliardi di euro).

Componente A4 (regimi tariffari speciali) - La componente A4 è nata per coprire le agevolazioni per la fornitura di energia elettrica ad alcune aziende con alti consumi, individuate per legge. Nel tempo le agevolazioni sono state eliminate e, ad oggi, riguardano solo Rete Ferroviaria Italiana che paga un corrispettivo ridotto per l'energia elettrica ("senza limiti temporali") e non deve pagare gli oneri ad eccezione della MCT.

Principali riferimenti normativi dl 79/99; dm 26 gennaio 2000; legge n. 83/03; decreto 19 dicembre 1995; legge n. 80/05; legge n. 99/09 (gettito stimato 2013 circa 460 milioni di euro).

Componente A5 (ricerca di sistema) - La A5 finanzia la ricerca svolta nell'interesse del sistema elettrico nazionale.

Principali riferimenti normativi decreto legislativo 79/99; dm 26 gennaio 2000; legge n. 83/03; decreto 8 marzo 2006; dl 73/07; decreto 21 giugno 2007; decreto 19 marzo 2009; legge n. 99/09; decreto 27 ottobre 2010 (gettito stimato 2013 circa 40 milioni di euro).

Componente As (bonus elettrico) - La componente As è destinata alla copertura del bonus elettrico per i clienti domestici in stato di disagio fisico o economico. E' applicata agli utenti domestici e non.

Principali riferimenti normativi decreto 28 dicembre 2007; decreto legge n. 185/08 (gettito stimato 2013 circa 20 milioni di euro).

Componente Ae - E' destinata a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica prevista dall'art. 39 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83. L'agevolazione corrisponde a una riduzione tra il 15% ed il 60% sulle componenti A degli oneri di sistema (A2, A3, A4, A5 e AS) alle imprese che consumano almeno 2,4 GWh l'anno e hanno un costo dell'energia elettrica utilizzata pari ad almeno il 2% del fatturato. Le agevolazioni vengono applicate solo ai prelievi in Media ed Alta Tensione.

Componente UC4 (imprese elettriche minori) - La UC4 serve per coprire i maggiori costi di 12 piccole aziende elettriche che operano sulle isole minori. Nel 2009, i benefici sono stati estesi anche alle aziende elettriche distributrici con meno di 5.000 clienti.

Le imprese elettriche minori che beneficiano del gettito della componente sono: Isola di Capri, Centrale di Capri, SIPPIC; Isola del Giglio, Centrale Campese, Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl; Isola di Favignana, Impianto di Favignana, SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.; Isola di Lampedusa, Centrale elettrica - Lampedusa, S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. Isola di Levanzo, Levanzo, Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l. ; Isola di Linosa, Centrale elettrica - Linosa, S.EL.I.S. Linosa

S.p.A., Isola di Lipari, Centrale SEL, Società Elettrica Liparese S.r.l.; Isola di Marettimo, Centrale elettrica - Marettimo, S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. Isola di Pantelleria, Centrale elettrica - Pantelleria, S.MED.E. Pantelleria S.p.A. ; Isola di Ponza, Centrale Cesarano e Centrale Le Forna, Società elettrica Ponzese S.p.A.; Isola di Ustica, Centrale Ustica, Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c ; Isole Tremiti, Centrale "Germano Giacomo", Germano Industrie Elettriche S.r.l. Nola (NA), SNIE SpA - Società Nolana per Imprese Elettriche; Ortona Odoardo Zecca s.r.l. Principali riferimenti normativi provvedimento CIP n. 34/74; legge n. 10/91; legge n. 102/09 (gettito stimato 2013 circa 70 milioni di euro).

Componente MCT (misure di compensazione territoriale) - La componente MCT finanzia le misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e, in futuro, il deposito nazionale delle scorie.

Dal 2005, circa il 70% del gettito della componente MCT è destinato al bilancio dello Stato.

E' il CIPE, sulla base di un decreto del Ministro dell'ambiente, che determina quali siti hanno diritto alla compensazione.

Principali riferimenti normativi legge n. 368/03; legge n. 311/04, la finanziaria 2005; (gettito stimato 2013 circa 60 milioni di euro).

Componente UC7 (efficienza energetica) - La componente UC7 è destinata alla copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

Principali riferimenti normativi d.m. 20/07/2004; d.m. 21/12/2007; d.lgs. 115/08 (gettito stimato 2013 circa 270 milioni di euro). ecco alcuni esempi di interventi che danno diritto ai TEE:

- interventi sugli usi elettrici nel settore civile (sostituzione di lampadine ed elettrodomestici con modelli a basso consumo, ecc.)
- interventi sugli usi termici sempre nel settore civile (installazione di dispositivi per la riduzione dei consumi idrici, sostituzione di caldaie e scaldabagno con modelli ad alto rendimento, interventi sull'involucro edilizio, ecc.)
- interventi legati a produzione e distribuzione di energia in ambito civile (sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento),
- interventi legati all' efficientamento dell'illuminazione pubblica (lampade LED semaforiche, lampade LED votive)
- interventi nel settore industriale per l'ottimizzazione degli impianti (introduzione di componenti più efficienti come forni, bruciatori, miscelatori),

Il denaro raccolto per queste componenti viene trasferito alla Cassa conguaglio per il settore elettrico in un apposito Conto di gestione il cui utilizzo e gestione sono disciplinati dall'Autorità.

Fanno eccezione la componente A3, il cui gettito affluisce per circa il 98% direttamente al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) e la componente As (bonus elettrico).

Le imposte

Con la bolletta dell'energia elettrica si pagano l'imposta nazionale erariale di consumo (accisa) e l'imposta sul valore aggiunto (IVA)

- L'accisa si applica alla quantità di energia consumata indipendentemente dal contratto o dal venditore scelto. I clienti domestici con consumi fino a 1800 kWh godono di un'agevolazione per la fornitura nell'abitazione di residenza anagrafica a riduzione di questa imposta.

Come è utile sapere cosa sono le accise dell’energia elettrica, è altrettanto utile sapere a quanto ammontano queste imposte. Vediamo le aliquote per il 2014.

Per le abitazioni le accise per il 2014 sono fissate a 0,0227 euro per ogni kWh di elettricità acquistato in bolletta.

Per altri locali ed altri luoghi diversi dalle abitazioni, invece, l’imposta viene differenziata per scaglioni di consumo:

- per consumi fino a 200 mila kwh/mese è di 0,0125 €/Kwh
- per consumi da 200 mila fino a un milione e 200 mila kwh/mese è di 0,0075 €/kwh
- per consumi oltre il milione e 200 mila kwh/mese è di 0,0125 €/kwh per i primi 200 mila kwh. Per i kwh successivi le grandi aziende energivore pagano un fisso "forfetario" di 4.820 euro/mese.

E' interessante notare come, all'aumentare dei consumi mensili, l'imposta unitaria diminuisca, fino ad arrivare ad un importo forfetario di circa 5mila euro/mese per le mega aziende energivore.

- L'IVA si applica sul costo totale della bolletta (servizi di vendita + servizi di rete + accise). Attualmente l'IVA per i clienti domestici è pari al 10%; per i clienti con "usi diversi" è pari al 22%

Esistono categorie di consumatori che possono chiedere l'applicazione agevolata dell'aliquota IVA al 10%. In generale, le imprese che hanno diritto alla riduzione dell'aliquota IVA, sono quelle che impiegano l'energia elettrica in attività di tipo estrattivo, manifatturiero, poligrafico, editoriale e simili. A queste attività sono da aggiungere le imprese agricole (D.P.R. 633/72, Tab. A, parte III, n. 103).

Oltre alle aziende, anche gli usi di energia elettrica condominiali, godono di un regime IVA agevolato. Gli stessi amministratori dei condomini possono richiedere la riduzione dell'aliquota al 10% (è necessario che siano verificate le condizioni di cui al D.P.R. 633/72, Tab. A, parte III, n. 103 e successiva Circolare Ministeriale 29.10.1997, n. 59/E).

III Trimestre 2014

Secondo quanto pubblicato dall'AEEGSI, nel III trimestre 2014, la spesa totale per l'energia elettrica di un utente domestico tipo (famiglia residente con consumi pari a 2700 kWh/anno e potenza pari a 3 kW servito in maggior tutela) risulta di 512 euro/anno così ripartiti:

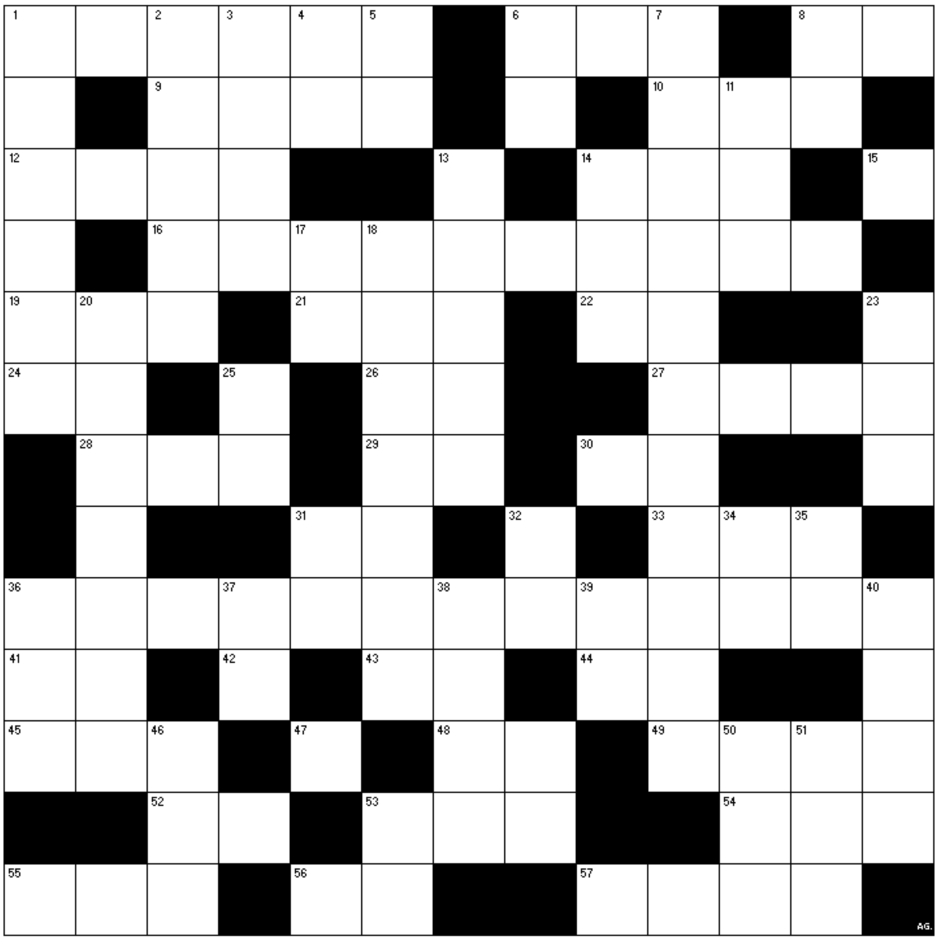
	% della spesa totale	euro/anno (approssimati)
servizi di vendita prezzo dell'energia elettrica 'consegnata' al cliente finale	49,25%	252
servizi di rete tariffe di trasporto, distribuzione e misura dell'energia elettrica	13,34%	81
oneri di sistema • **incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate** (componente A3) pari al 84,50% degli oneri di sistema • **oneri per la messa in sicurezza del nucleare** e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT) pari a circa il 4,19% degli oneri di sistema • **promozione dell'efficienza energetica** (componente **UC7**) pari al 1,11% degli oneri di sistema • **regimi tariffari speciali** per la società Ferrovie dello Stato (componente **A4**) pari a circa l'1,99% degli oneri di sistema • **compensazioni per le imprese elettriche minori** (componente **UC4**) pari al 0,78% degli oneri di sistema • **sostegno alla ricerca di sistema** (componente **A5**) pari a circa lo 0,49% degli oneri di sistema • **copertura del bonus elettrico** (componente **As**) a pari allo 0,17% degli oneri di sistema • **copertura delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica** (componente **Ae**) pari al 6,77% degli oneri di sistema	21,61%	111
imposte nazionali	13,34%	68

Per maggiori informazioni si consiglia di consultare la guida alle voci di spesa per l'energia elettrica denominata **La bolletta spiegata**, disponibile al link:
http://www.autorita.energia.it/it/consumatori/bollettatrasp_ele.htm

CRUCIVERBA

DI ANTONELLO GRECO.

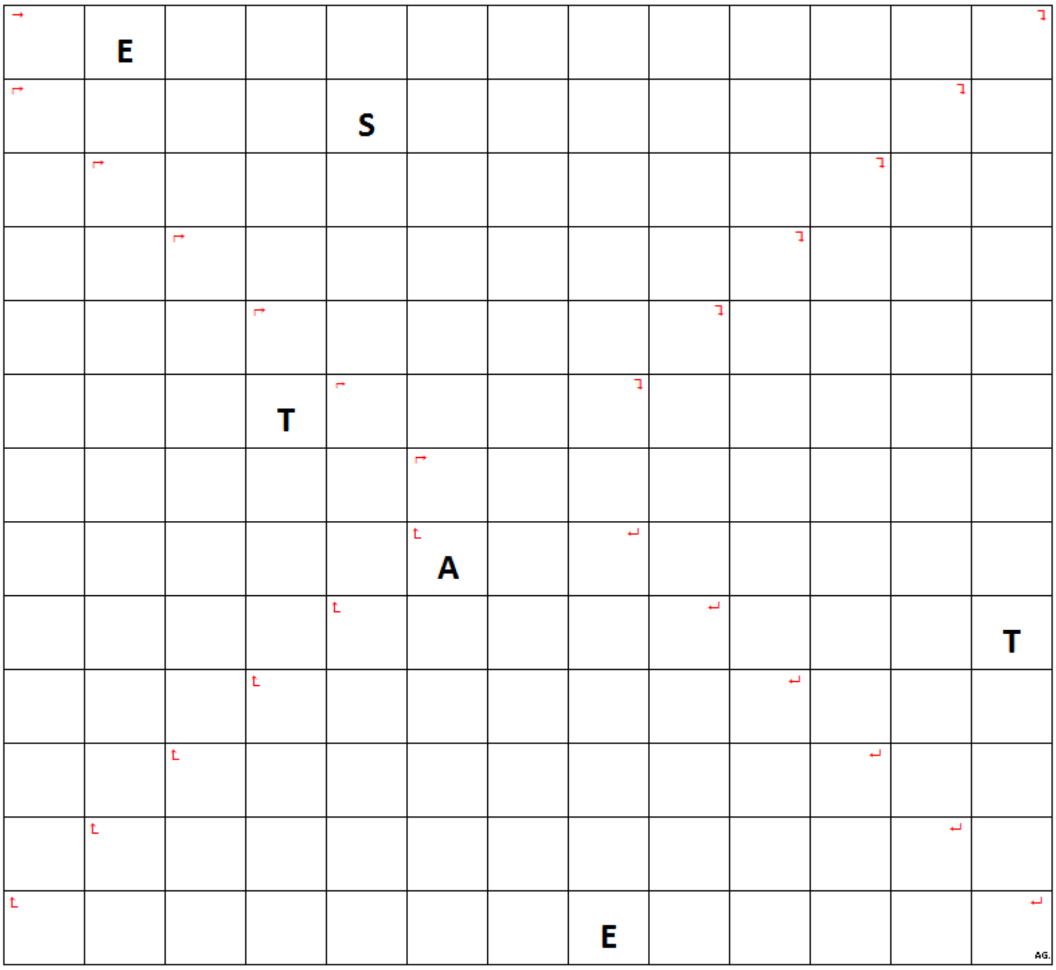
OTTO



Orizzontali: 1. Unità della corrente elettrica; 6. Sistema di accumulo (sigla); 8. Trasformatore di corrente residua di tipo induttivo senza avvolgimento primario; 9. Possono essere elettromagnetiche; 10. Bassissima tensione; 12. Testo integrato AEEGSI; 14. Impianti destinati alle telecomunicazioni; 15. Conduttori nei sistemi trifase; 16. Portalampade; 19. In fase di autorizzazione; 21. Tensione fino a 1000 V (inizio); 22. Sistema di distribuzione; 24. Tipo di logica; 26. Tempo di eliminazione del guasto monofase a terra; 27. Testo integrato AEEGSI; 28. Conduttore di protezione e neutro; 29. Fine delle reti; 30. Protezione di Interfaccia; 31. Procedimento unico; 33 Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco; 36. Protezione contro i contatti indiretti; 41. Dispositivo elettrico; 42. Conduttori di fase nei sistemi monofase; 43. Angolo (inizio); 44. Standard tecnico; 45. Organizzazione internazionale; 47. Conduttori dei sistemi quadripolari; 48. Tensione di contatto ammissibile (SIGLA) senza U; 49. Associazione elettrotecnica; 52. Frequenza; 53. Le norme in Italia; 54. Agenzia europea per l'ambiente; 55. Vocabolario internazionale; 56. Grado di protezione degli involucri; 57. Lo è la 3 nei locali contenenti bagni e/o docce. **Verticali:** 1. Lo è un cliente produttore di energia elettrica; 2. Quella di calore per la climatizzazione; 3. Società elettrica; 4. Ritiro dedicato; 5. Energia elettrica; 6. Custodia; 7. Coordinamento protezioni; 8. Temperatura e Tensione (simboli); 11. Luogo conduttore ristretto; 13. In trigonometria e in elettrotecnica; 14. Testo integrato AEEGSI; 15. Conduttori nei sistemi trifase; 17. Norma abrogata; 18. Bolletta; 20. Il nostro istituto (storico); 23. Barriera tagliafuoco; 25. Sistema di distribuzione; 31. Conduttore di protezione; 32. Conduttori dei sistemi monofase; 34. Potenza apparente (simbolo unità di misura); 35. Tipo di lampada (sigla); 37. Dispositivo di

protezione; 38. Fascia oraria in cui i consumi costano di più; 38. Lo è l'UNI; 39. Impedenza della pelle; 40. Un triliardo (prefisso) senza Z; 42. Conduttori di fase nei sistemi monofase; 46. Il fisico tedesco che da il nome alla resistenza; 47. Conduttori dei sistemi quadripolari; 50. Codice a barre; 51. Agenzia internazionale dell’energia; 53. Cabina non secondaria.

SCHEMA LIBERO



Unità di autoproduzione collegate alla rete di distribuzione. **L**o è quella dell’elettricità del gas e del sistema idrico. **A**genzia per l'energia nucleare. **L**o è la tensione … sulla targa. **V**eicolo elettrico. **U**nità di misura dedicata all’Alessandro delle pila. **I**l testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo. **C**omitato italiano gas. **S**orgente di acqua calda. **R**egolamento per gli impianti di produzione. **S**ovratensione (inglese). **N**obel per la fisica e per la scoperta della legge dell'effetto fotoelettrico. **D**ensità di fulmini a terra. **T**rasduttore di corrente residua di tipo induttivo (senza avvolgimento primario). **F**isico tedesco famoso per la legge per le resistenze (cognome e nome). **I**l nostro giornalino (sigla). **I**mpianto che sfrutta l’energia potenziale dell’acqua. **F**isica che descrive il comportamento e le proprietà della luce. **A**ssociazione illuminotecnica. **I**slanding. **A**ssociazione energia dal vento. **N**elle lampade al sodio. **M**archio di qualità. **C**ontrollo e regolamentazione dei servizi energetici. **P**resenta la proprietà di elettrizzarsi per strofinio. **A**cquirente Unico. **L**a nostra associazione. **E**quipotenzializzazione (sigla).

Soluzioni

Otto

A	M	P	E	R	E	■	E	S	S	■	T	O
T	■	O	N	D	E	■	X	■	E	L	V	■
T	I	M	E	■	■	C	■	T	L	C	■	3
I	■	P	L	A	F	O	N	I	E	R	A	■
V	I	A	■	B	A	S	■	T	T	■	■	R
O	R	■	T	■	T	F	■	■	T	I	Q	E
■	P	E	N	■	T	I	■	P	I	■	■	I
■	A	■	■	P	U	■	F	■	V	V	F	■
D	I	F	F	E	R	E	N	Z	I	A	L	E
D	E	■	1	■	A	N	■	S	T	■	■	T
I	S	O	■	4	■	T	P	■	A	E	I	T
■	■	H	Z	■	C	E	I	■	■	A	E	A
V	I	M	■	I	P	■	■	Z	O	N	A	■

Schema libero

G	E	N	E	R	A	Z	I	O	N	E	D	I
I	G	E	Y	S	E	R	E	G	O	L	A	S
C	S	T	E	I	N	T	O	H	M	G	M	T
P	N	O	T	T	I	C	A	I	D	E	E	R
S	I	C	A	N	E	V	A	P	I	O	N	I
S	E	I	T	A	M	B	R	O	S	R	T	B
I	G	R	A	T	E	B	A	R	O	G	O	U
T	A	T	R	I	A	N	U	I	L	S	D	I
L	T	T	E	L	A	U	Q	M	A	I	I	T
O	L	E	D	I	S	E	D	N	I	M	E	A
V	O	L	E	O	R	D	I	A	N	O	S	U
E	V	R	E	V	O	I	Z	I	C	R	E	T
L	A	N	I	M	O	N	E	A	T	I	R	O

Rubrica

English for electricians & Co.



Lemmi e sigle in lingua inglese, diffuse dalle norme tecniche.

Antonello Greco.

Sempre più spesso le norme tecniche si arricchiscono di nuovi termini che derivano dalla lingua inglese, merito della standardizzazione delle norme a livello internazionale.

Il motivo di questa piccola rubrica? Cercare di rendere familiari le nuove sigle ed i lemmi che stanno divenendo linguaggio comune e che sempre più spesso ritroviamo nelle definizioni normative delle nostre norme tecniche … nella speranza di rendere più agevole il nostro mestiere.

Il termine che voglio proporvi è **Inverter**

Secondo quanto indicato all'articolo 3.52 della Guida Cei 82-25:2010-09 è il convertitore di potenza c.c./c.a.

L’inverter è un’apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata monofase o trifase della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Alla prossima.

Notiziario AielIrpaies

45° anno

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti



Alta tensione

Tensione il cui valore efficace nominale è 36 kV < Un ≤ 150 kV.

ANNO XLV

N. 5 – SETTEMBRE/OTTOBRE 2014

Editoriale

Ci eravamo lasciati con l'auspicio di trascorrere buone vacanze, nella speranza che finalmente arrivasse un po' di caldo.
Nel frattempo sono riprese le scuole e con esse tutte le attività ritornano alla routine quotidiana.
Per alcuni settembre rappresenta l'occasione per fare i primi bilanci dell'anno in corso e mettere in cantiere nuove attività.
Così si progettano corsi di formazione, meeting, tavole rotonde, il tutto per acquisire la professionalità necessaria ad affrontare le nuove tecnologie e l'evoluzione normativa.
Nel presentare il nuovo numero della nostra rivista vorrei invitarvi ad un momento di riflessione per testimoniare la riconoscenza a due grandi amici.
Innanzitutto vorrei ricordare Nazareno Previato - Presidente dell'UNAE Veneto, che sin dalla fondazione della sezione ha promosso lo sviluppo dell'attività a favore degli installatori.
Il secondo amico è Luigi Muzzini, che ho avuto la fortuna di conoscere personalmente durante i gruppi di lavoro al Cei e perché per molti anni ha collaborato con la nostra rivista. Amico onesto, preparato, competente, critico, ha sempre creduto nell'attività di qualificazione degli installatori, sin dal 1960, quando ha iniziato la sua collaborazione con l'ALBIQUAL;.
È stato un'instancabile lavoratore, autore di articoli e libri tecnici, un abile relatore, un prezioso collaboratore del Cei.
Il 13 agosto ci ha lasciato, ma la sua testimonianza rimarrà nei cuori di quanti lo hanno conosciuto.
Adesso il testimone passa ai giovani affinché portino il loro contributo all'interno degli albi per affrontare sfide come la domotica, le fonti rinnovabili, le smartgrid, la mobilità; affinché prosegua l'esperienza di chi ci ha guidato con la sua esperienza e quanti quotidianamente mettono la loro passione al servizio di tutti noi.

Buon lavoro.

Antonello Greco.

Notiziario AIEL IRPAIES
Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107
del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino
Direttore Responsabile: Antonello Greco
Chiuso in redazione il 24 settembre 2014
Distribuito gratuitamente su: **www.unae.it**
Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta
Presidente: Antonio Serafini
Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino
Tel. 011 746897 – fax. 011 3819650
Codice Fiscale 80099330013
Partita IVA 07651840014
e-mail: **info@unae-irpaies.it**

Indice

In copertina

Fotografia: Cartellonistica AT.
Definizione: Norma Cei En 50160:2011-05.

In Primo Piano

In ricordo dell'ing. Nazareno Previato

UNAE VENETO

Presidente dell'Albo Veneto Installatori Elettrici aderente all'UNAE

Albo Veneto degli Installatori Elettrici qualificati



Il 6 settembre scorso, Nazareno, il nostro Presidente, ci ha lasciati.

Inaspettatamente, lievemente, temendo quasi di disturbare, mantenendo fino all'ultimo giorno quella riservatezza e quella discrezione che hanno contrassegnato ogni momento della sua vita.

Molti di noi nemmeno sapevano della sua malattia che riusciva a ben celare con la sua capacità di rapportarsi agli altri in modo amichevole, schivo, apparentemente dimesso. In realtà Nazareno era dotato di una grande forza interiore che lo portava ad essere naturalmente un uomo di dialogo, poco incline all'autocelebrazione e alla propaganda, mosso dalla concretezza, alieno alla vanità, generoso ed entusiasta nello spendersi in un volontariato veramente disinteressato, sempre disponibile ad ascoltare tutti e a non cedere alla tentazione di "abbandonare il campo", nello sforzo di costruire il bene comune, nemmeno dopo la dolorosa prova che lo colpì con la perdita dell'amato figlio Enrico.

Il profilo professionale

Nato a Padova il 26 aprile 1943, si è laureato in ingegneria elettrotecnica nel 1970 inizia la propria attività lavorativa quale docente per passare successivamente all'allora ENPI di Vicenza, e quindi di Padova. All'interno di tale Ente ha potuto dare un significativo contributo alla serietà e al rigore, nel contempo però vivendo (e in parte anche soffrendo) tutte le trasformazioni da questo subite: dal 1982 presso il Presidio Multizonale di Prevenzione (PMP) di Padova – Sez. Impiantistica – come coordinatore per le verifiche degli apparecchi di sollevamento e impianti elettrici; dal 1988 in qualità di Responsabile Sezione Impiantistica e antinfortunistica del PMP di Rovigo quindi, dal 1996, di Padova; dal 1999, fino alla quiescenza nel 2004, in qualità di Direttore del Dipartimento ARPAV di Rovigo.

La sua presenza nell'AVIEL- UNAE Veneto

Nazareno Previato ha dato il suo prezioso contributo all'Albo Veneto degli Installatori Elettrici fin dalla sua fondazione (1988), dapprima quale rappresentante dell'ARPAV e successivamente del CEI.

Nel 2007 è stato nominato vicepresidente del Consiglio Direttivo ed il 16 febbraio 2009, Presidente dell'Albo, carica che gli è stata rinnovata col mandato 2013 – 2015.
Durante il suo mandato ha ricercato pazientemente collaborazioni e sinergie verso chiunque potesse essere utile al fine di promuovere una maggiore visibilità all'AVIEL e sviluppare attività a favore degli installatori iscritti.

Di particolare successo è stata la collaborazione ottenuta dal grossista di materiali elettrici Elettroveneta che ha dato la possibilità all'Albo di partecipare a due edizioni (2012, 2014) della manifestazione fieristica Elettromondo, a Padova, con uno stand gratuito, potendo altresì usufruire della loro sede per incontri tecnici nei giorni di sabato.

Ha inoltre curato i rapporti con UNAE nazionale, come rappresentante del nostro Albo nell'Assemblea UNAE, comunicando con impegno la necessaria informativa all'interno dell'Albo.

In occasione dell'alluvione in provincia di Padova, avvenuta nel novembre 2010, curò l'adesione dell'AVIEL al Protocollo d'intesa con la Provincia di Padova "Emergenza alluvione" per l'aiuto alla popolazione coinvolta nell'alluvione. Ciò si concretizzò nell'offrire la partecipazione in forma agevolata, alle imprese coinvolte nell'emergenza alluvione, alle iniziative di formazione dell'Albo fino a tutto il 2011. Inoltre vennero invitati gli associati dell'Albo ad aderire all'elenco dei professionisti, stilato dalla Provincia, disponibili, nell'ambito delle proprie competenze, a svolgere l'attività a condizioni agevolate a favore della popolazione alluvionata.

Un'attività da lui promossa e seguita con passione è la realizzazione del nuovo sito internet dell'Albo.

Nei cinque anni del suo mandato (2009 – 2014) il Presidente Previato ha dato vita, e quasi sempre partecipato, a n. 43 incontri tecnici e visite tecniche (con una partecipazione complessiva di circa 2000 persone), a n.15 corsi specialistici (con una partecipazione di circa 260 persone) e alla già ricordata attiva partecipazione alla manifestazione fieristica Elettromondo, presso la Fiera di Padova, nelle due edizioni 2012 e 2014, con uno stand AVIEL e quattro interventi formativi gratuiti, su temi di interesse degli installatori.

Con Nazareno Previato l'AVIEL perde un indimenticabile Presidente e prezioso collaboratore e desidera esprimere alla moglie Carla e alle figlie Chiara e Caterina le più vive condoglianze di tutti gli associati.

UNAE VENETO

Albo Veneto
degli Installatori
Elettrici qualificati

In Primo Piano

In ricordo di Luigi Muzzini

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO

Per gentile concessione di CEI MAGAZINE – Rivista di informazione del Comitato Elettrotecnico Italiano, settembre 2014,

Luigi Muzzini ci ha lasciato senza clamore, così come era sua abitudine nel presentarsi ai Comitati Tecnici CEI ai quali ha partecipato attivamente e con passione.
Membro di numerosi Comitati Tecnici (64, 78, 79, 81, 205), metteva impegno e ardore nel proporre le sue idee con assoluta competenza tecnica. Inoltre, ha svolto con efficacia il ruolo di docente ai corsi di formazione sui lavori elettrici organizzati dal CEI.
La passione e la dedizione al lavoro era la stessa anche per altre attività seguite: i lavori dell'Albiqual (Albo degli Installatori Qualificati della Lombardia) e del Gruppo P3 "Rischio elettrico" dell'AIAS (Associazione Italiana addetti alla Sicurezza). Inoltre, lavorava ancora attivamente presso l'Azienda di Costruzione di Impianti Elettrici con cui si è formato professionalmente.
L'entrata in vigore nel 1990 della legge 46/90 ha visto Luigi in prima fila per la diffusione dei contenuti della legge agli operatori del settore elettrico, unitamente al contributo dato per la redazione delle norme CEI in materia. Durante questi momenti chi lo ha affiancato ha avuto la fortuna di conoscere la sua competenza tecnica ma, soprattutto, di apprezzare il suo carattere e la disponibilità verso gli altri.
Amava il suo lavoro a tal punto da seguirlo nonostante il progressivo acuirsi della malattia che lo ha spento. Nonostante ciò, ha avuto la soddisfazione di vedere pubblicata la sua ultima fatica "letteraria": un libro sui fondamenti di progettazione degli impianti elettrici, a cui teneva moltissimo.



Un saluto e un ringraziamento per quello che ci ha dato e trasmesso.

Notizie Tecniche

a cura della Segreteria Tecnica

Le linee di MT della distribuzione pubblica in cavo aereo

Alcune imprese associate e appaltatrici di Enel ci hanno chiesto di avere una sommaria informativa sul cavo aereo di MT che in base al TICA può essere messo in opera anche dagli utenti attivi per le linee di connessione alla rete pubblica a MT. Abbiamo ritenuto che l'argomento potrebbe rivestire interesse anche per i docenti UNAE.

Premessa

Sul finire degli anni ottanta sotto la spinta congiunta della crescente sensibilità ambientale[1] e dell'esigenza di elevati standard della continuità e qualità del servizio reso agli utenti, prendevano forma i primi tentativi di soluzioni alternative alle classiche costruzioni di linee MT[2] aeree in conduttori nudi. Le prime esperienze[3], che risalgono a circa vent'anni fa, condotte essenzialmente da Enel [1] [2], tenevano conto d'individuare differenti situazioni ambientali e di rete al fine di cogliere esaurientemente la convenienza di utilizzo del cavo aereo (fig. 1). In particolare, in ragione dei maggiori costi rispetto alle tradizionali soluzioni in conduttori nudi, erano scelti i tracciati caratterizzati da:



Fig. 1. Linea aerea a MT a 20 kV in cavo aereo autoportante a elica visibile.

- esigenze di rispettare l'impatto ambientale e paesaggistico, in territorio collinare significativo per il formarsi di rilevanti carichi di neve, ghiaccio e vento, per la proibizione di praticare il tradizionale abbattimento di alberature tipico della costruzione e dell'esercizio delle linee in conduttori nudi a cui, come noto, si accompagnano anche nel tempo elevati oneri di manutenzione;
- necessità di conseguire sicurezza (eliminazione dei rischi di contatti accidentali e in tal senso mitigazione dei rischi da elettrocuzione dei volatili [3]) ed elevata continuità del servizio elettrico in zone tipiche per inquinamento ambientale, in terreni abitualmente fertirrigati e con coltivazioni meccanizzate.

Attualmente si può senz'altro parlare di soluzione sostitutiva rispetto alle linee aeree in conduttori nudi. In particolare Enel distribuzione sta pianificando lo sviluppo della rete a MT quasi esclusivamente in cavo aereo o interrato per i vantaggi complessivi in termini di qualità del servizio, di costi di manutenzione e anche di costi di costruzione iniziale a causa dei criteri più severi, introdotti dalla normativa europea, di cui si dice nel seguito, applicata, per il momento, alla sola progettazione strutturale delle linee aeree in conduttori nudi.

Nelle predette scelte è stato infatti considerato che pur a fronte di maggiori costi derivanti dalla necessità di mantenere costantemente rialimentabili le linee in cavo aereo (ricorrendo a una maggior magliatura della rete), in considerazione dei tempi lunghi che comportano le riparazioni

per guasti permanenti (anche per danneggiamenti - non ultimo per vandalismi) al cavo stesso e all'accessoristica (giunti, terminali, sezionamenti, ecc.), sono maggiori i vantaggi economici offerti dalle reti in cavo in ordine soprattutto alla qualità della alimentazione, in particolare alle microinterruzioni ossia alle interruzioni transitorie[4] e ai buchi di tensione, ormai sottoposti a regolamentazione da parte dell'AEEG[5].
Non secondari infine sono la maggior facilità di ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio delle linee nei confronti delle amministrazioni pubbliche e degli enti proprietari delle opere speciali (strade, ferrovie, ecc.) attraversate, nonché il reperimento delle servitù bonarie nei confronti delle proprietà private per il minor gravame arrecato e per le minori limitazioni che subiscono le pratiche agricole dei fondi occupati.

Caratteristiche elettriche e meccaniche del cavo aereo

Il cavo a MT utilizzato per le linee a MT è del tipo tripolare cordato a elica visibile su fune portante (fig. 2) tipo ARE4H5EXY-12/20 kV[6]. I conduttori di fase, non sottoposti a sforzi meccanici, sono di alluminio in corda rigida rotonda compatta. Le tre anime singolarmente isolate (fasi), protette da una guaina esterna (polietilene lineare a media densità, qualità Ez, di colore grigio chiaro), sono riunite a elica visibile attorno ad una fune portante formata di fili d'acciaio rivestititi d'alluminio (allumoweld) [3]. L'esperienza conseguita dall'acciaio zincato ha dimostrato che esso si corrode in presenza di contaminazione ambientale caratterizzata da sostanze basiche e acide (cementifici, zone marine, ecc.). All'opposto l'acciaio zincato inox è stato invece scartato oltre che per motivi economici anche per l'elevato valore di resistenza elettrica che entra in gioco, come illustrato più avanti, in regime di guasto del cavo (correnti doppio guasto). L'isolamento primario è costituito da uno strato di materiale estruso sul conduttore in XLPLE[7]

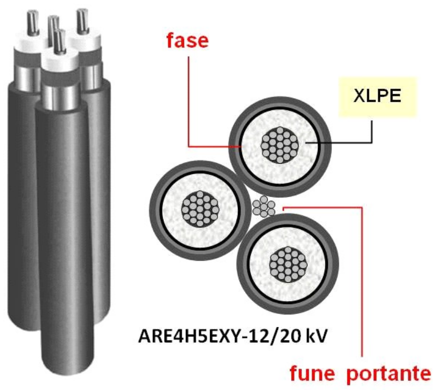


Fig. 2 Cavo aereo con isolamento in XLPE.

	TIPO DI CAVO				FUNE
Formazione [n°xmm²] Sezioni	3x35+50	3x50+50Y	3x95+50Y	3x150+50Y	49,48
Massa [kg/m]	2,100	2,300	3,000	3,700	0,329
Portata in aria [A]	140	160	255	340	
Resistenza [Ω/km]	0,868		0,320	0,206	
Reattanza [Ω/km]	0,149		0,126	0,118	
Tenuta termica conduttore [kA] (1)	4,6	6,5	12,5	19,5	
Tenuta termica schermo [kA] (1) (2)	1,9 (8,8)	2,0 (9,0)	2,2 (9,5)	2,5 (10,5)	
Carico di rottura [kg]					6220
Coeff/te termico °C^{-1}					$13\cdot10^{-6}$
Modulo elastico [kN/mm²]					152

(1) Durata del corto circuito 0,5 s. (2) I valori riportati fra parentesi si riferiscono alla tenuta termica con il contributo della fune portante.

Tab. 1

che ha tempo sostituito l'EPR di analoghe caratteristiche dielettriche ma più pesante[8]. Sopra il conduttore e l'isolante sono riportati strati di materiale semiconduttore per uniformare il campo elettrico. Da qualche anno è stato ridotto il valore dello spessore minimo dell'isolante portato da 5,5 a 4,3 mm. Lo schermo metallico di ciascuna fase è formato da un sottile strato di alluminio avvolto longitudinalmente a cilindro con bordi sovrapposti ed incollato alla guaina protettiva esterna. Tale tipo di schermatura continua consente la posa sotterranea del cavo aereo per brevi tratti perché rende difficile il contatto dell'isolante con l'umidità del terreno. Nella tabella 1 sono riportati i principali parametri per la progettazione elettrica e meccanica del cavo aereo a MT desunti dall'unificazione Enel [4]. Tendenzialmente le sezioni maggiormente utilizzabili dovrebbero essere 95 e 150 mm^2 in ragione della tenuta termica dei conduttori di fase rispetto alla corrente unificata di corto circuito simmetrico della rete a MT di 12,5 kA e delle crescenti situazioni d'inversione di flusso della potenza dagli utenti verso le sbarre delle cabine primarie dovute all'espandersi della generazione diffusa (utenti attivi). Il dimensionamento dello schermo ha avuto molta importanza nella progettazione del cavo aereo. Sezioni dello schermo adeguate a sopportare in ogni caso le massime correnti di guasto significano, oltre ad un aumento dei costi, un appesantimento del fascio dei cavi con riflessi sul dimensionamento della palificazione
nelle ordinarie condizioni ambientali d'esercizio. In generale gli schermi dei cavi a MT della distribuzione devono avere una tenuta termica di 3,5 kA per una durata di 0,5 s che corrisponde, a un ipotesi, del tutto teorica, di guasto bifase conduttore-schermo considerando nullo il contributo della messa a terra ad entrambi gli estremi dei cavi, ossia: 12,5·3/2·1/3. Tale livello di corrente di c.c. non sarebbe sopportabile dalle sezioni normalizzate degli schermi del cavo aereo[9] per i quali si ipotizza di garantirne la tenuta in presenza di un evento di doppio guasto monofase a terra mettendo in conto il contributo, determinante, fornito dalla fune portante. Questa fornisce un contributo dovuto a una resistenza in parallelo di valore unitario di 1,77 W/km. Per questo motivo la fune portante è intenzionalmente messa a terra in corrispondenza di tutti gli amarri (fig. 3b) e, di fatto, anche in tutti gli attacchi in sospensione (fig. 3a) mediante la relativa morsa di serraggio. Ai fini dell'accesso alla linea in cavo aereo in esercizio in presenza di messa a terra locale (ad esempio quella del sostegno), la fune portante può essere collegata agli impianti di terra delle cabine secondarie a condizione che la tensione totale di terra, UE, sia £ 2·UTp[10]. Diversamente la fune va ammarrata interponendo una prolunga isolata che impedisce il trasferimento di potenziali pericolosi sulla fune stessa in caso di guasto a terra in cabina.

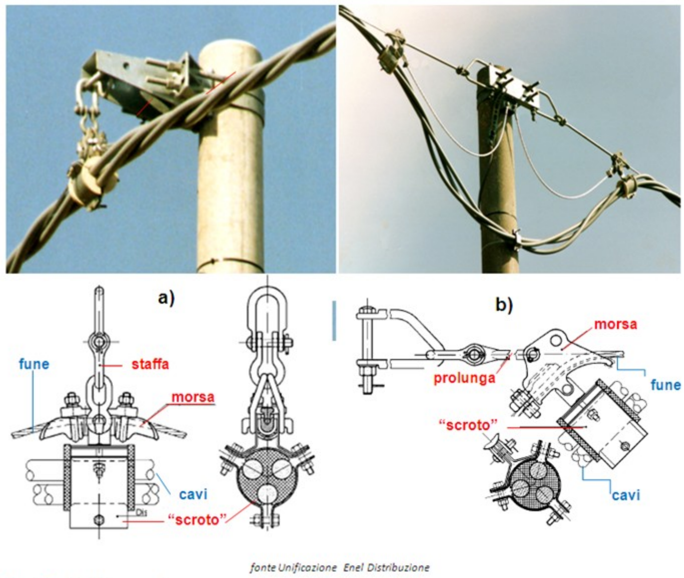


Fig. 3. a) Attacco in sospensione. b) Attacchi in amarro,

Normativa per il progetto delle strutture di linee

Per il progetto delle strutture di sostegno e delle condutture sussistono incertezze circa la normativa di riferimento. Dal 2005 sono, infatti, in vigore le seguenti norme europee:

- CEI EN 50423-1 Linee elettriche a tensione alternata > 1 e £ 45 kV Prescrizioni generali - Specifiche comuni (integrativa)[11].

- CEI EN 50423-2 Linee elettriche a tensione alternata > 1 e £ 45 kV Indice degli aspetti normativi nazionali.

Che si applicano sia alle linee aeree in conduttori nudi sia a quelle in cavo aereo. Il CEI ha poi emesso nel 2006 la NNA[12] basata sulla CEI EN 50423-3-13 Linee elettriche a tensione alternata > 1 e £ 45 kV- Aspetti normativi nazionali, anch'essa applicabile alla generalità delle linee aeree di nuova costruzione. Tutte le predette norme prevedono la realizzazione delle linee attraverso l'impiego di modalità di progetto probabilistico agli stati limite, in accordo con le normative internazionali più avanzate. La progettazione agli stati limite delle linee richiede che la sicurezza dell'opera venga valutata in base ad un concetto di rischio che deve essere il medesimo per tutte le linee elettriche. Per la valutazione corretta del rischi è necessaria una valutazione dei carichi ambientali cui la linea è soggetta: tale valutazione è stata svolta con la collaborazione della Ricerca di sistema, a seguito di specifica indicazione in tal senso dell'AEEG. Ne è scaturita la norma CEI 11-4:2011-01 - Norme tecniche per la costruzione di linee elettriche aeree esterne - che esplicitamente si applica solo alle nuove linee elettriche aeree in conduttori nudi con tensione maggiore di 1 kV in corrente alternata, anch'essa basata sul così detto Approccio Generale - ossia con il criterio di verifica agli stati limite che fa riferimento alle Norme tecniche per le costruzioni[13]. Scelta che era apparsa suffragata anche dalla NNA CEI EN 50341-3/EC:2012-02[14]. Nel frattempo, allo scopo di colmare il vuoto normativo, veniva elaborato il progetto di norma C. 1069:2011-03, relativo alla progettazione e costruzione delle linee elettriche esterne di classe zero e prima, intendendo per quest'ultime anche quelle in cavo aereo con tensione nominale inferiore a 30kV. Il progetto inviato in inchiesta pubblica con scadenza 22-04-2011, senza osservazioni, è stato successivamente accantonato. A questo punto sembrerebbe applicabile ancora[15], per le linee aeree in cavo, il Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449 - Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne[16] – come noto basato sul criterio delle sollecitazioni ammissibili e dei coefficienti di sicurezza. È però da poco uscita la Norma EN 50341-1:2013 che riguarda tutte le linee aeree[17]. Allo scopo di recepire le riformate prescrizioni CENELEC e anche di addivenire a un definitivo chiarimento, il CEI ha convocato il CT 11/7 per una nuova stesura della norma CEI 11-4 da sottoporre ai competenti ministeri per la conversione in legge.

Calcolo strutturale secondo il DM 21-03-1988

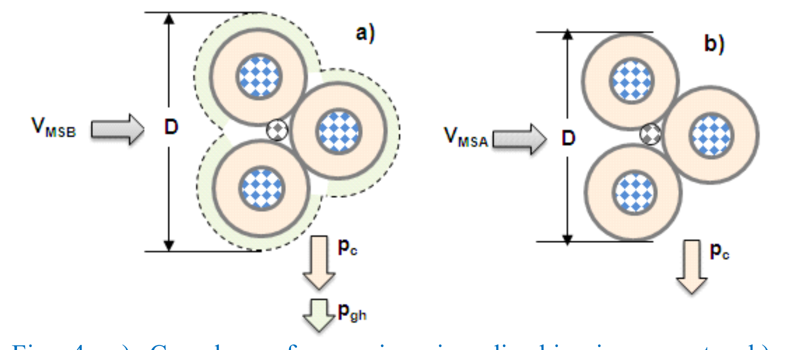


Fig. 4. a) Complesso fune-cavi carico di ghiaccio e vento. b) Complesso fune-cavi sotto l'azione della sola spinta del vento.

Il predetto DM per il caso particolare del calcolo di verifica della massima sollecitazione di lavoro sulla fune portante del cavo aereo, stabilisce le seguenti ipotesi di calcolo[18]:

- Zona A, temperatura -5°C, vento orizzontale agente in direzione normale alla linea a 100 km/h e assenza di sovraccarico di ghiaccio (MSA - Max Stress zona A);
- Zona B, temperatura -20°C, vento orizzontale agente in direzione normale alla linea a 50 km/h e manicotto di ghiaccio dello spessore di 8 mm, avvolgente il complesso costituito dal cavo e dalla fune portante (MSB - Max Stress zona B).

Le sollecitazioni assiali massime nella fune portante devono risultare:

in condizioni di formazione cavi-fune scarica a +15 °C, £ 25 % del carico di rottura (stato EDS Every Day Stress)[19];

1. in entrambe le condizioni sopra descritte (MSA e MSB), £ 40 % del carico di rottura.
   Per il calcolo del sovraccarico di ghiaccio si deve supporre la formazione di un manicotto di ghiaccio dello spessore di 8 mm, avvolgente il complesso costituito dal cavo e dalla fune portante così come risulta disposto in opera (fig. 4 a). La spinta del vento determina le seguenti pressioni su superfici cilindriche (riferita alla sezione assiale): velocità del vento 50 km/h, 10,65 kgf/m^2 (V_{MSB}); velocità del vento 100 km/h, 42,60 kgf/m^2 (V_{MSA}).
   Per le sezioni di cavo minori la spinta del vento in presenza di manicotto di ghiaccio è circa un terzo di quella alla velocità di 100 km orari, mentre l'incidenza del "peso equivalente", dovuto alla combinazione vettoriale di vento e del peso proprio e del ghiaccio, è, rispetto alla formazione cavo-fune senza sovraccarichi, maggiore per le sezioni piccole (oltre il 70%).

Inoltre per la verifica delle altezze sul suolo e delle distanze di rispetto, devono essere considerate le seguenti ipotesi:

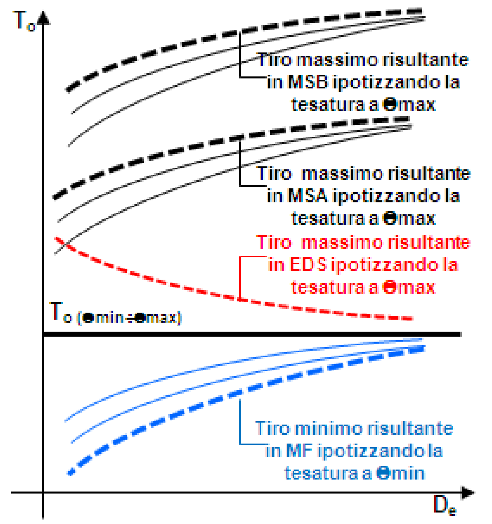


Fig. 5. Diagrammi di stato $T_o = f(D_e)$ per la tesatura del cavo aereo.

3) cavi e la fune portante scarichi alla temperatura di + 55 °C per le linee in zona A e di + 40 °C per le linee in zona B (stati MFA – Max Freccia zona A e MFB - Max Freccia zona B). Per la tesatura si deve individuare il tiro in condizioni EDS di massimo tornaconto economico[20]. Nel caso specifico del cavo aereo a MT, considerato l'elevato modulo di elasticità della fune e allo scopo di semplificare la fase operativa della tesatura, viene assunto un solo stato di posa mantenendo il tiro costante al variare della campata equivalente D_e[21]. Tale tiro di posa, $T_{o\ (Qmin,Qmax)}$, è tenuto valido in un ampio intervallo di temperatura (ad esempio 0÷40°C). A partire dal suddetto tiro vengono ricavati i tiri negli stati di verifica derivati (EDS, MSA, MSB, MFA e MFB) che interessano il progetto della linea (fig. 5). I relativi diagrammi di stato delle funzioni T_o=f(D_e), fig. 5, saranno teoricamente tanti quanti sono le possibili temperature di posa. Per garantire, entro certi limiti, l'indipendenza del progetto dalle modalità di posa, si assume, per tutte le famiglie dei diagrammi di stato, la caratteristica più conservativa, che per gli stati EDS, MSA e MSB è quella ricavata supponendo che la tesatura avvenga all'estremo superiore del range di temperatura considerato e che per gli stati MF avvenga all'estremo inferiore. Ciò comporta un certo sovra dimensionamento dei sostegni se la temperatura di posa effettiva è minore di Qmax e un'esuberanza dei franchi di rispetto sulle opere attraversate se la temperatura effettiva di posa è superiore a Qmin[22] come in pratica accade.

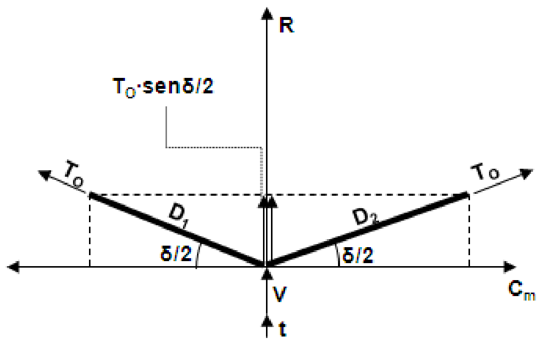


Fig. 6. Azioni di carico orizzontali sul sostegno.

L'art. 2.4.05 bis del DM 21-03-88 stabilisce che per il caso particolare delle linee in cavo aereo la verifica di stabilità dei sostegni deve essere eseguita in condizione di fune portante integra:

- alla temperatura di -5 °C e che spiri normalmente alla linea vento a 100 km/ora;

- per i sostegni da impiegarsi nelle regioni della zona B deve essere eseguita oltre che nel modo suddetto anche in condizioni con velocità del vento di 50 km/h e manicotto di ghiaccio di spessore 8 mm.

Si utilizzano quasi esclusivamente sostegni in cemento armato centrifugato a sezione cava o sostegni in acciaio di tipo poligonale a due tronchi con altezze utili (fuori terra)[23] in genere non superiori a 10 m. Per tali tipi di sostegni è sufficiente mettere in conto solamente le azioni orizzontali, trasversali (T) e longitudinali (L), trasmesse: dal tiro della fune portante, dal vento agente sul complesso fune-cavi (carico e scarico del ghiaccio), sul sostegno e sugli attacchi, che determinano una sollecitazione a flessione retta all'altezza dell'incastro nel blocco di fondazione[24]. In sintesi la risultante nelle appena dette ipotesi di calcolo (a meno del vento sul sostegno) e non considerando lo squilibrio di tiro longitudinale (caso particolare di sostegno con attacco della fune portante in sospensione – fig. 3 a) dovuto alle due campate reali ovvero equivalenti laterali al sostegno diverse fra loro[25], è data da (fig. 6):

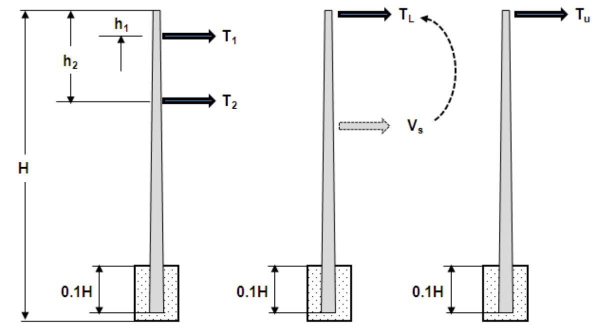


Fig. 7. Tiro utile di un sostegno.

$$R= 2 \cdot T_o \cdot sen\delta/2+ C_m \cdot V \cdot cos\delta/2 + t \qquad (1$$

Dove:

T_o tiro orizzontale della fune portante nelle ipotesi sopra richiamate;

δ angolo di deviazione della linea;

Cm campata media $(D_1+D_2)/2$;

V vento agente sulla formazione fune cavi scarica o carica del manicotto di ghiaccio ($V=V_{MSA} \cdot D$ ovvero $V_{MSB} \cdot D$ in Kg/m dove D in diametro max della formazione fune cavi nelle condizioni MSB e MSA – vedi fig. 4);

$cos\delta/2$ riduzione della pressione del vento che colpisce le campate laterali al sostegno non ortogonalmente;

t spinta del vento sugli attacchi in amarro o sospensione della formazione fune-cavi che può essere assunta convenzionalmente pari al 5 % del corrispondente azione V, per i sostegni di sospensione, e pari a 10 % per i sostegni di amarro o meglio ancora con rilevamento a campione in galleria del vento.

La stabilità del sostegno nelle ipotesi di carico ministeriali è verificata quando è:

$$R_{MSA} £ T_{uMSA} \text{ e } R_{MSB} £ T_{uMSB} \qquad (3$$

Dove T_u è il tiro utile del sostegno scelto, che vale:

$$T_{uMSA} = T_L - V_{sMSA} \quad e \quad T_{uMSB} = T_L - V_{sMSB} \qquad (4$$

Essendo T_L il tiro di lavoro del sostegno definito come il tiro equivalente del tiro o dei tiri di prova T_1 e T_2 che applicati alle distanze h_1 e h_2 dalla cima ne determinano la rottura a flessione, a meno dei coefficienti di sicurezza

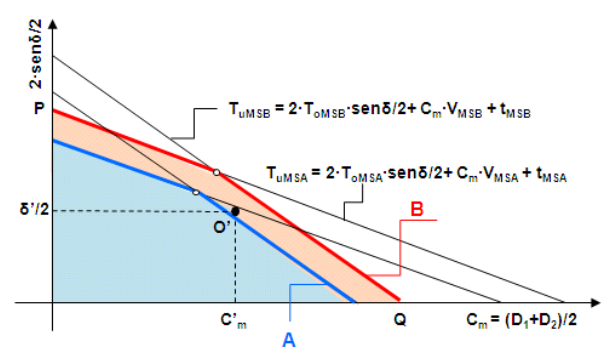


Fig. 8. Diagramma di utilizzazione meccanica

indicati nell'art. 2.4.10 (fig. 7)[26]. Per non avere una prestazione del sostegno dipendente dall'altezza e dal tipo tecnologico, in genere l'utilizzatore preferisce disporre, per la verifica di progetto, dei tiri utili (T_{uMSA} e T_{uMSB}) ottenuti con la (4 precalcolando[27] il valore dell'azione del vento sul sostegno Vs (V_{sMSA} e V_{sMSB}) riportato in testa. Va da sé che i tiri di prova a parità di tiro utile saranno, per uno stesso sostegno, crescenti con l'altezza misurata all'incastro per "compensare" nella (4 la maggior pressione del vento all'aumentare dell'altezza del stesso. In genere per una rapida individuazione del sostegno da utilizzare nel picchetto, in funzione dei dati geometrici dello stesso (C_m; δ), si costruiscono diagrammi di utilizzazione meccanica che per un dato complesso fune portante-cavi ne definiscono il campo d'impiego. I diagrammi sono correlati ai relativi tiri utili desunti dal capitolato di fornitura. I predetti diagrammi (fig. 8) definiscono un'area compresa fra gli assi e i minori valori risultanti dall'intersecazione delle rette $\delta/2 = f(C_m)$ di equazione ricavata dalla 1) e ponendo in R= T_{uMSA} ovvero T_{uMSB} nonché, in via conservativa, $\cos\delta/2 = 1$. Così per esempio, con riferimento alla fig. 8, in un picchetto caratterizzato da una campata media C'_m e angolo di deviazione d' (coordinate del punto O') il sostegno da impiegare sarà il B di prestazione maggiore del sostegno A.



Fig. 9. Sezionamento rigido mediante giunto sconnettibile su palo.

Sezionamenti, accessori e attrezzatura per la messa in opera del cavo aereo

Estese tratte di cavo aereo richiedono, diversamente dai conduttori nudi, un discreto numero di sezionamento in modo da facilitare la localizzazione dei guasti e la relativa contro alimentazione dei tronchi sani. I sezionamenti, oltre a quelli ubicati nelle cabine, sono realizzati su sostegno, mediante giunti sconnettibili (fig. 9) per derivazione da dorsale o derivazione da derivazione, mediante sezionatori a vuoto di tipo tradizionale (specialmente sulle derivazioni) o con interruttori di manovra sezionatori (IMS isolati in SF6) anche a comando motorizzato nelle reti telecontrallate o automatizzate per la ricerca guasti. L'accessoristica (giunti e terminali) è del tutto uguale a quella prevista per i cavi interrati. Per il confezionamento e la messa in opera si fa generalmente riferimento alla Guida CEI 20-89 - Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di MT. I giunti elettrici unipolari per il collegamenti delle pezzature normalizzate (al termine dello sviluppo di ogni bobina di cavo) possono essere realizzati in campata, adeguatamente distanziati. Il giunto meccanico sulla fune portante è eseguito utilizzando un apposito connettore a piena trazione. È pure praticata la soluzione dei giunti su palo[28] fissati a un apposito supporto con interruzione della fune portante, mediante doppio amarro al palo stesso.

Per la messa in opera del cavo aereo è prevista una serie completa di attrezzature dedicate e calibrate in termini di prestazione ai tiri di stendimento e di messa in freccia. A questo riguardo l'esperienza pone in evidenza, specialmente nella posa a dislivello, la duplice esigenza di limitare al minimo gli sfridi di cavo

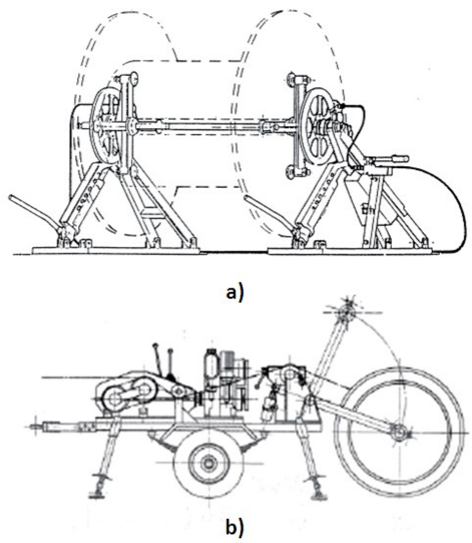


Fig. 10. a) Alza bobina frenato. b) Argano di stendimento.

e di posizionare adeguatamente il cavalletto alza bobina in rapporto alla capacità del relativo sistema frenante (fig. 10). Infatti, ubicando a valle la bobina e regolando presso la stessa la freccia di posa, il peso rilevante, specialmente della formazione di cavo di maggior sezione, può determinare dei tiri nelle campate a monte anche superiori a quelli previsti in sede di progetto, con la conseguenza che per i necessari allentamenti si deve ricorrere ad interventi diretti sulle campate stesse situate a monte del tracciato. Il metodo ottimale prevede pertanto la regolazione del tiro e il posizionamento della bobina a monte, purché, munita di adeguato sistema frenante. Relativamente al trasferimento della fune nelle morse di sospensione, è da tempo normalizzato uno speciale attrezzo che consente una rapida e sicura presa in carico della fune, particolarmente utile nei pali di cuspide o di vertice dove la campata gravante o il tiro trasversale d'angolo possono risultare particolarmente elevati.

Franchi e distanze di rispetto dalle opere speciali e fascia di asservimento dell'aree attraversate

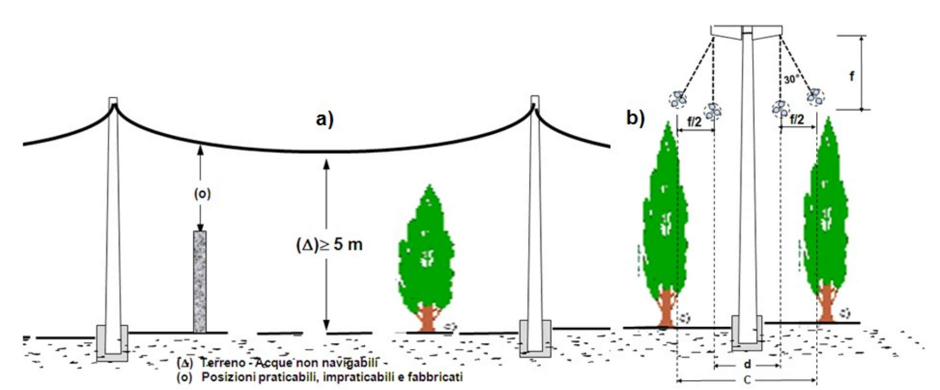


Fig. 11. a) Franchi di rispetto. b) Fascia di asservimento per linea in doppia terna.

Come già accennato la soluzione in cavo aereo consegue una sicurezza pressoché assoluta[29] nei confronti dei contatti diretti. Di conseguenza i franchi sono meno severi rispetto ai conduttori nudi e sono finalizzati a evitare essenzialmente contatti che possano provocare danneggiamenti di tipo meccanico. Nella fig. 11a) sono mostrati il franco minimo, in condizioni di massima freccia, sul fondo campagna, acque non navigabili e strade comunali che non può essere inferiore a 5 m[30]. Dalle posizioni praticabili[31], impraticabili e dai fabbricati non sono prescritte distanze specifiche. Il franco minimo ammesso per le strade provinciali, statali e autostrade deve essere almeno pari a m 7+ 0,015 U [tensione nominale in kV]. Non sono prescritte distanze di rispetto dalle alberature che però non devono toccare i cavi. Lo "strisciamento" infatti, può asportare l'isolamento esterno e mettere a nudo lo schermo metallico creando possibili condizioni di pericolo. In tal senso per la costruzione e l'esercizio della linea è prevista una fascia di asservimento che grava sui fondi attraversati e che dà diritto all'accesso per l'ispezione, la manutenzione, il capitozzamento e taglio delle piante, degli arbusti, delle siepi, delle siepaglie, ecc., per consentire il regolare esercizio della linea. La deramificazione e il taglio devono essere circoscritti alla fascia di servitù che vale (fig. 11 b), per un'ipotesi di doppia terna): C = d + f. Dove d è la distanza fra le proiezioni a terra dei cavi con catenaria verticale (≈ 0,50¸0,80 m) e f la freccia della campata media (f/2 catenaria sbandata di 30°).

Bibliografia

[1] L'impiego dei cavi isolati autoportante nelle linee aeree di bassa e media tensione- E. Cecchetti. G. Miola. L. Sartore. E. A. Sena Enel Distribuzione. AEI Milano 15-16/11/1988.
Cavi isolati per reti aeree di media tensione dell'ENEL" Gasparini, A. Marsilia, S. Novelli, N. Pascarella, L. Sartore, P. Schiaffino, S. Sciarra, E. A. Sena - A.E.I. Maratea 1992.
[2] Prime valutazioni sulle esperienze emerse dalla progettazione, costruzione ed esercizio di linee in cavo aereo isolato MT. Ferraiolo – Grandi - Gulinelli – Savigni. Enel Compartimento di Firenze. AEI Bologna 1999.

[3] Linee Guida per la mitigazione dell'impatto delle linee elettriche sull'avifauna – A. Pirovano – R. Cocchi – ISPRA – Agosto 2008.
[4] Enel - Linee Guida per l'esecuzione di lavori su impianti MT/BT dati in appalto- (linee a MT in conduttori nudi, linee BT e MT in cavo interrato e in cavo aereo, cabine e posti di trasformazione su palo) disponibili in internet. Sono riportate in estratto le tabelle di unificazione dei materiali, i metodi di messa in opera sia delle parti strutturali degli impianti sia le disposizioni elettromeccaniche dei componenti e delle apparecchiature, le relative attrezzature da utilizzare nonché i franchi e le distanze di rispetto dalle opere speciali e quanto raccomandato per il dispiegamento dei cantieri.

agu/
07/14

---

[1] Con la guida CEI 11-61:2000-11 – Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche – sono fornite, in modo qualitativo, indicazioni pratiche e suggerimenti basati sull'esperienza, nazionale ed internazionale, atti all'inserimento ambientale di impianti elettrici che interferiscono con l'ambiente naturale, allo scopo di ridurre il più possibile il disturbo visivo che essi possono determinare in assenza di utili accorgimenti.
[2] L'abbandono dei conduttori nudi nelle linee aeree di BT si era invece consolidato una decina di anni prima con l'impiego del cavo cordato, in alluminio su neutro portante tipo ARE4RX – 0,6/1 kV o autoportante in rame tipo RE4E4X – 0,6/1 kV (conforme alla norma CEI 20-58:1999-06 + V1:2009-12), su sostegni o ammarrato a murature sia per ragioni di affidabilità tecnica sia per maggior economicità complessiva in considerazione del drastico abbattimento dei costi di manutenzione. In precedenza le soluzioni in cavo aereo, generalmente costituite da cavi aereei unipolari fascettati a funi d'acciaio portanti su palificazioni o nella maggior parte dei casi sulle pareti dei fabbricati, erano adottate, in alternativa al cavo interrato di maggior costo, solamente nei centri abitati. Sempre sulla spinta delle esigenze di limitare l'impatto sul territorio, sono state condotte sperimentazioni di installazione sulla medesima palificazione di linee d'energia di bassa tensione in cavo congiuntamente a cavi telefonici laddove si poteva utilizza il medesimo tracciato anche con posa differita deì due cavi.
[3] Contestualmente si sperimentavano soluzioni alternative in cavo cordato a MT interrato, competitive sul piano economico, anche per la rapidità di esecuzione, con la soluzione aerea e in qualche caso anche rispetto a quella in conduttori nudi, realizzate mediante posa meccanizzata, in aree extra urbane caratterizzate da terreni di scarsa consistenza e con poche interferenze, ma ricadenti in territori sottoposti a interesse paesaggistico.
adbbb licelica visibile interrato mediante posa mecanizzata, in aeree extra urbane caratterizzate da terreni di scarsa consistenza e con poche interferenze, ma ricadenti in territori sottoposti a interesse paesaggistico.
[4] Interruzioni i durata minore di 1 secondo, norma CEI EN 50160.
[5] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Deliberazione 29 dicembre 2011 - ARG/elt 198/11 - Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015. Allegato A (TIQE).
[6] Sistema di designazione italiano in accordo con la Tabella CEI UNEL 35011.
[7] Polietilene reticolato, detto anche XLPE (Cross – Linked – Poly – Ethylene; sigla CEI, E4).
[8] La gomma etilpropilenica, EPR (Ethylene - Propylene - Rubber) è una mescola elastomerica reticolata basata su un polimero etilpropilenico (norma CEI 20-13). Gli isolamenti di qualità G7 e l'XLPE presentano in pratica caratteristiche assai simili, in particolare le temperature di funzionamento in:

- regime permanente, 90°C;
- emergenza, per alcune ore, 130°C;
- corto circuito, per alcuni secondi, 250 °C.

[9] Per i tipi di cavi indicati in tabella 1 le sezioni equivalenti degli schermi sono (in mm^2): 11, 25, 12, 13,5 e 15. Le norme, per quanto riguarda la sezione effettiva (equivalente) da considerare per trasportare senza danni la corrente di guasto presunta negli schermi a nastro, assumono che il fenomeno dell'aumento della temperatura dipende sia dalla sezione elettrica sia da quella meccanica. La prima, infatti, è inversamente proporzionale alla quantità di calore prodotto, mentre la seconda è direttamente proporzionale al calore immagazzinato.
[10] U_{Tp} è la tensione di contatto ammissibile in funzione della durata del guasto a terra secondo la curva di sicurezza di cui alla fig. 4 dalla norma CEI 99-3, mentre U_E è la tensione di terra dell'impianto di terra della cabina a cui è ammarrata e collegata intenzionalmente la fune portante del cavo aereo. Va per altro tenuto presente, ai fini della prevenzione contro il rischio elettrico, che un accesso alla fune in campata (ad esempio per un danneggiamento della guaina di protezione esterna del cavo), anche in condizione di linea fuori servizio, richiede la messa a terra locale della fune (mediante un dispositivo mobile) appena che la stessa diventa accessibile agli operatori. Operazione complessa in

quanto richiede l'enucleazione della fune, sempre fortemente serrata dai cavi di fase, mediante un apposito attrezzo; fattispecie d'intervento da condurre da parte di operatori muniti di DPI contro il rischio elettrico se $U_E > U_{Tp}$.

[11] Per tensioni superiori a 45 kV la norma è la CEI EN 50341-1- Prescrizioni generali – Specifiche comuni.

[12] Aspetti Normativi Nazionali per l'Italia.

[13] Norme tecniche, di cui al D.M. 14.01.2008, emanate in forza dell'art. 5, comma 2, del D.L. 28 maggio 2004 n. 136 convertito in Legge 27.07.2004 n. 186 e degli articoli 52 e 83 del D.P.R. 06.06.2001, n. 380, recante il "Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia".

[14] 1 Scopo - Il presente Aspetto Normativo Nazionale (NNA) combinato è applicabile esclusivamente a tutte le nuove linee aeree equipaggiate con conduttori nudi, con tensioni in corrente alternata superiori a 1kV. … Le presenti Norme non si applicano alle linee elettriche esterne in cavo aereo.

[15] In tal senso si sono orientate molte imprese distributrici.

[16] Aggiornato secondo la norma CEI 11-4:1998.

[17]Sostituisce completamente le Norme CEI EN 50341-1:2005-07 e CEI EN 50423-1:2005-07 che rimangono applicabili fino al 19-11-2016.

[18] Le stesse riprese nel progetto di norma C.1069:2011-03.

[19] Grossolanamente si può definire come la condizione "media" ambientale più ricorrente nel corso dell'anno.

[20] La tensione (tiro) da instaurare nella fune portante in EDS costituisce un compromesso fra le seguenti necessità fra loro contrastanti:

- ottenere tiri, nelle condizioni derivate MSB e MSA, non troppo elevati per non dover ricorrere a sostegni di vertice e di capolinea di grande prestazione;
- ottenere tiri, nelle condizioni derivate MFB e MFA, non troppo modesti per non dover impiegare sostegni con elevate altezze utili per rispettare i franchi previsti sul terreno e sulle opere attraversate.

[21] Dove $S = D_1^3 + D_2^3 + … D_n^3$ e $S = D_1 + D_2 + … D_n$ essendo $D_1, D_2, … D_n$ le campate reali di una tratta di campate con attacchi ai sostegni in sospensione (in assenza di dislivelli significativi).

[22] L'ottimizzazione del progetto si consegue solamente con la tesatura cosi detta a EDS costante al variare della campata equivalente. Ma ciò implica attribuire un tiro di tesatura diverso per ogni temperatura di posa e per ogni valore di campata equivalente ovvero di campata reale.

[23] Il sostegno è incastrato per un decimo della sua altezza nominale nella fondazione che a sua volta, allo scopo di non causare danno alle lavorazione agricole, è generalmente interrato per circa 40 cm.

[24] Della terna delle azioni di carico T, L e P si trascura, per i suddetti tipi di sostegno, il peso P dato dal peso della campata gravante e degli armamenti.

[25] Lo squilibrio di tiro longitudinale della fune portante (caso di sostegno con attacchi della fune portante in amarro – fig. 3b) vale: $To_1 \cdot \cos \delta/2 - To_2 \cdot \cos \delta/2$; essendo To_1 e To_2 i tiri orizzontali della fune portante delle campate equivalenti ovvero delle campate reali laterali al sostegno considerato diverse fra loro. In tal caso la risultante delle azione agenti sul sostegno, è data da:

$$R_{eff} = [(T_{o1} \cdot sen\ \delta/2 + T_{o2} \cdot sen\ \delta/2 + C_m \cdot V \cdot \cos\delta/2 + t)^2 + (T_{o1} \cdot \cos \delta/2 - T_{o2} \cdot \cos \delta/2)^2]^{1/2} \qquad (2$$

[26] Per i sostegni cac , il coefficiente di sicurezza a prova vale 2,5 (ipotesi MSA e MSB). Tradotto analiticamente il tiro di prova vale: $T_L = \{[0{,}9 \cdot H \cdot T_1 + (0{,}9 \cdot H - h_2) \cdot T_2]/2{,}5/0{,}9 \cdot H\}$.

[27] L'azione del vento in cima al sostegno si ottiene con la seguente espressione: $V_s = V_{MSA} \cdot 0{,}9 \cdot H(D_b + 2d)/6$ ovvero $V_{MSB} \cdot 0{,}9 \cdot H(D_b + 2d)/6$ con D_b diametro all'incastro nel blocco di fondazione del sostegno e d diametro in testa dello stesso.

[28] La formazione di giunti in corrispondenza di sostegni, necessariamente di amarro in rettifilo, riesce più onerosa rispetto alla soluzione in campata; quest'ultima comporta però in caso di guasto tempi di riparazione più lunghi. I giunti in campata non possono coincidere con sostegni in sospensione e nello stendimento non devono scorrere all'interno dei carrozzini.

[29] Il cavo aereo anche in esercizio, se non si va contatto con lo schermo metallico collegato a terra, è intrinsecamente sicuro.

[30] Per le linee in cavo aereo di qualsiasi classe.

[31] E' da considerare praticabile una posizione nella quale una persona normale può stare agevolmente in piedi, anche se per raggiungerla bisogna superare posizioni impraticabili.

NOTIZIE TECNICHE

A CURA DELLA SEGRETERIA TECNICA

AGGIORNAMENTO FORMATIVO SULLA SICUREZZA NEI LAVORI ELETTRICI

PRINCIPI GENERALI DI SICUREZZA. NORMATIVA DI LEGGE E TECNICA IN MATERIA DI SICUREZZA NEI LAVORI ELETTRICI.

Parte I

Premessa

A seguito anche della recente pubblicazione della IV^ edizione della norma CEI 11-27- Lavori sugli impianti elettrici, che ha completato l'allineamento alla normativa europea, CEI EN 50110-1, al D.Lgs. n. 81/08 (Testo Unico della sicurezza) e ad altre disposizioni tecniche e di legge inerenti la materia della sicurezza nell'esecuzione delle attività sugli impianti elettrici, riteniamo utile proporre ai nostri associati una serie di articoli d'interesse per lavoratori dipendenti, per lavoratori autonomi e per Datori di Lavoro. Articoli legati dal filo comune dell'aggiornamento e dell'approfondimento in materia di sicurezza nell'esecuzione dei lavori elettrici. Lo scopo è quello di fornire un contributo, in armonia con l'approccio comunitario, recepito anche dalla nostra legislazione, alla qualificazione degli operatori del comparto degli installatori elettrici sotto il profilo della sicurezza che come noto si consegue, oltre che con l'esperienza, anche con percorsi formativi periodicamente aggiornati, incentrati sulle conoscenze normative e sul mantenimento della sensibilizzazione antinfortunistica nei comportamenti lavorativi. La predetta necessità di qualificazione è sempre più confermata dal fatto che ora i committenti più importanti affidano i lavori solamente alle imprese che possono dimostrare di aver provveduto a qualificare e formare in modo ricorrente il proprio personale, verificandone periodicamente i requisiti di affidabilità, di equilibrio e di attenzione nei confronti delle problematiche della sicurezza. Si riporta sotto il programma degli articoli che saranno pubblicati in proposito.

Parte	Piano dell'aggiornamento formativo (argomenti trattati)
I	Principi generali di sicurezza. Normativa di legge e tecnica in materia di sicurezza nei lavori elettrici.
II	Effetti fisiopatologici della corrente elettrica
III	Definizioni e termini di sicurezza elettrica
IV	Profili professionali richiesti nei lavori elettrici. Idoneità per l'esecuzione di lavori sotto tensione in bassa tensione. Formazione. Organismi e figure organizzative
V	Dispositivi di protezione individuale per il controllo del rischio elettrico
VI	Attrezzatura per l'esecuzione dei lavori sotto tensione BT e dei lavori fuori tensione BT e MT
VII	Regole generali del lavoro fuori tensione. Lavori fuori tensione in BT e in AT
VIII	Lavori sotto tensione in BT
IX	Lavori elettrici in prossimità. Lavori non elettrici in vicinanza di parti tensione
X	Pianificazione, organizzazione e comunicazione

1.1 L'evoluzione storica della normativa riguardante la sicurezza sul lavoro

La normativa riguardante la sicurezza sul lavoro ha subito una continua evoluzione in senso migliorativo. Questo processo di crescita è stato determinato da una progressiva presa di coscienza individuale e collettiva dei lavoratori e dalla presa d'atto dell'insostenibilità del costante

aumento dei costi sociali legati agli infortuni. Si è così passati dall'iniziale concezione dell'infortunio visto come fatto casuale, dovuto al destino o alla fortuna/fatalità, dei primi del secolo scorso, alla sicurezza intesa come "dovere del lavoratore di non farsi male" [1], dividendo di fatto, in modo discriminatorio, i lavoratori fra coloro che erano e coloro che non erano predisposti, per loro intrinseca abilità, ad infortunarsi. Successivamente, intorno agli anni '50, la sicurezza viene affermata per norma giuridica in termini di diritto/dovere quindi con il presupposto della sua rivendicazione (diritto a lavorare in un ambiente reso sicuro attraverso l'applicazione di apposite norme).

La fase più alta è quella che stiamo vivendo introdotta dalla legislazione comunitaria che concepisce la sicurezza come benessere e come valore etico ed estetico, ossia come valore insisto nel costume sociale, quindi incentrato sull'uomo. Ne consegue che la sicurezza è affrontata con un approccio scientifico che presuppone: programmazione, valutazione, partecipazione e consultazione.

L'obbiettivo deve essere un continuo miglioramento dei risultati attraverso puntuali azioni correttive delle criticità emergenti nell'attività lavorativa.



Fig. 1.1. Il DVR è uno strumento operativo di pianificazione degli interventi aziendali di prevenzione e protezione.

1.2 La norma fondamentale riguardante la sicurezza e l'igiene del lavoro

Dal dopo guerra ad oggi tutto il complesso di norme, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, non sempre di contenuto specificamente tecnico, mirato soprattutto all'aspetto della "prevenzione oggettiva", intesa come predisposizione di mezzi tecnici, di misure e dispositivi idonei a neutralizzare le fonti di rischio presenti negli ambienti di lavoro, è stato sostituito dal D. Lgs. 9-4-08 n. 81 e sue modificazioni e integrazioni (d'ora in poi Testo Unico della sicurezza o semplicemente TU). Il TU della sicurezza si fonda sulle caratteristiche dell'approccio comunitario riguardante la sicurezza sul lavoro, così sintetizzabile:

- individuazione / valutazione dei rischi;
- prevenzione;
- protezione;
- programmazione / verifica;
- formazione;
- partecipazione / consultazione.

Il nuovo approccio è autoregolante: ossia il rispetto della norma è condizione necessaria ma non più sufficiente, mentre in passato il rispetto della norma era, insieme, condizione necessaria e sufficiente. Il processo d'individuazione e valutazione dei rischi consiste nell'analisi e misurazione dei rischi connessi con le attività lavorative di una azienda e la conseguente redazione del documento di valutazione dei rischi (fig. 1.1 - DVR o Piano della Sicurezza aziendale). Esso compendia le misure di prevenzione e protezione dei rischi aziendali, d'ambiente (sedi di lavoro) e di attività, predisposti dal Datore di Lavoro (DL) sulla scorta dell'andamento infortunistico. Vengono poi fissati obiettivi di miglioramento del tasso e della gravità degli infortuni attraverso anche: programmi di formazione, adeguamenti delle attrezzature e dei metodi di lavoro, recependo tutto ciò che viene offerto dall'evoluzione normativa e tecnologica.

Principali attori del processo della sicurezza, unitamente ai dirigenti e preposti di cui ci occuperemo più avanti, sono il DL e il lavoratore.

- DL → Persona fisica titolare del rapporto di lavoro con il lavoratore e che abbia la responsabilità economica ed organizzativa dell'impresa. Ha l'obbligo di assolvere il dovere legislativo e morale della sicurezza (debito della sicurezza).
- Lavoratore → Persona che presta il proprio lavoro alle dipendenze di un datore di lavoro con rapporto di lavoro subordinato (sono equiparati i soci lavoratori di cooperative o società). Ha il preciso dovere di prendersi cura della propria sicurezza, innanzitutto applicando le normative previste dalla legge e quelle aziendali disposte dal DL, di segnalare le deficienze dei dispositivi e delle attrezzature, di non rimuovere le misure di sicurezza predisposte. Esso quindi non è più considerato un soggetto tutelato non partecipe, ma è visto come un soggetto attivo e consapevole, titolare del diritto di essere formato, informato e di poter partecipare alla progettazione della sicurezza. La conseguenza di tale responsabilizzazione è che il lavoratore in caso di inosservanza delle norme di sicurezza rispetto alle quali risulti informato e formato, può essere passibile di sanzioni.

1.3 Definizioni – Rischio - Infortunio

Per comprendere meglio le concezioni che stanno alla base delle misure di sicurezza occorre intendersi in maniera univoca su alcuni termini di uso ricorrente.

Pericolo → proprietà o qualità intrinseca di un determinato fattore (per esempio materiali o attrezzature di lavoro, metodi o pratiche di lavoro) avente il potenziale di causare danni.

Rischio (R) → è in generale il prodotto della probabilità (P) che accada un evento dannoso per la gravità del danno (D) che da esso ne può derivare (fig. 1.2).

R = PxD

P \ D	1	2	3	4
4	4	8	12	16
3	3	6	9	12
2	2	4	6	8
1	1	2	3	4

Fig. 1.2 La matrice del rischio

Tale concetto probabilistico serve a superare il pregiudizio che l'accadimento di un infortunio sia essenzialmente derivabile dalla fatalità/destino.

Infortunio → un evento lesivo da cui deriva l'inabilità o addirittura la morte cioè la riduzione o l'annullamento della capacità lavorativa determinata da una causa violenta che opera in occasione del lavoro.

Quando dall'evento contro la sicurezza ne deriva esclusivamente un danno alle cose si parla di incidente. L'analisi degli incidenti è altrettanto importante di quella degli infortuni perché tra loro sussiste una correlazione statistica che permette di stabilire se è in atto una costante riduzione del rischio e se invece si è presenza di rischi incontrollati. L'apprezzamento del rischio, fattore determinante del verificarsi degli infortuni, è diverso da soggetto a soggetto. Esso concorre a determinare l'errore umano quasi sempre dovuto a: distrazione, abitudinarietà, spavalderia, ignoranza, ecc. Non pochi infortuni avvengono per mancata applicazione delle regole di sicurezza a volte percepite come un dovere verso qualcosa d'imposto piuttosto che l'esercizio di un diritto conquistato. Nel corso dell'anno 2012 si sono verificati circa 750000 infortuni di cui 790 mortali[2].

1.4 Le norme di legge e le norme CEI per l'esecuzione dei lavori elettrici

Il TU si occupa delle misure di prevenzione e protezione contro il rischio elettrico in otto articoli contenuti nel Titolo III - Uso delle attrezzature di lavoro e dei DPI - Capo III - Impianti e apparecchiature elettriche:

- art. 80 Obblighi del datore di lavoro;
- art. 81 Requisiti di sicurezza;
- art. 82 Lavori sotto tensione;

- art. 83 Lavori in prossimità di parti attive;
- art. 84 Protezioni dai fulmini;
- art. 85 Protezione di edifici, impianti strutture ed attrezzature;
- art. 86 Verifiche;
- art. 87 Sanzioni a carico del datore di lavoro;

secondo il principio che la legge stabilisce "il che cosa si deve fare" e le norme tecniche, nel caso specifico le norme CEI, stabiliscono " il come fare". L'impianto elettrico è quindi a tutti gli effetti un luogo di lavoro e come tale il DL deve garantirne i requisiti minimi di sicurezza per le maestranze che vi operano. Deve inoltre applicare le procedure di prevenzione e protezione stabilite dalla regola dell'arte, affidare l'esercizio a persone competenti e provvedere la manutenzione e alle verifiche periodiche. Oltre alle predette disposizioni il TU, nell'ambito delle attività dei cantieri edili, dove sono impiegate solamente persone comuni (cioè senza specifica competenza in ordine al rischio elettrico incombente – fig.1.2), fissa anche le distanze di sicurezza per lavori in prossimità di parti attive (art. 117). Lavori che devono svolgersi ad una distanza di sicurezza superiore a quella stabilita nella Tab. 1 dell'Allegato IX (DA9).

Il TU obbliga anche i DL alla valutazione del rischio derivante dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici (da 0 Hz a 300 GHz), negli ambienti di lavoro in esecuzione di quanto previsto dal Titolo IV. In forza degli enunciati del TU, cosi come in precedenza avevano fatto la Legge n. 186/68 e il DM n. 37/08, a proposito rispettivamente della progettazione degli impianti e dei componenti, alle norme CEI viene assegnata la presunzione di regola dell'arte anche per le attività su o in prossimità/vicinanza degli impianti elettrici.

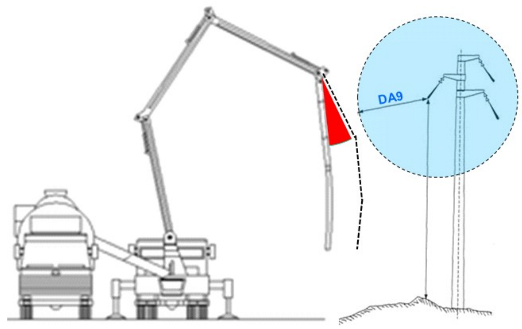


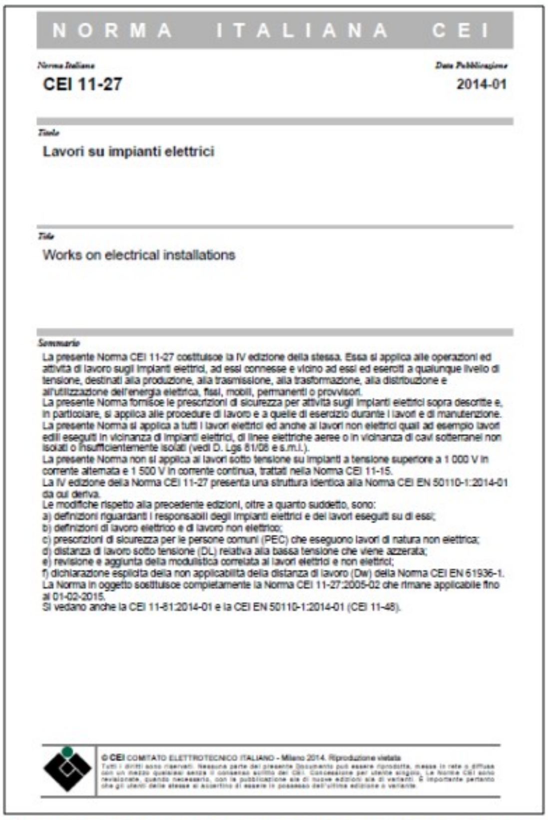
Fig. 1.3. Art. 117 del TU. Lavori in prossimità di linee elettriche.

Nel presente contesto ci soffermiamo quindi solamente sulle norme CEI di attività.

- Norma CEI EN 50110-1:2014-01. Ed. III (Classificazione CEI 11-48) - Esercizio degli impianti elettrici".
  Norma europea base che tutti i paesi membri aderenti al CENELEC (Comitato Europeo per la Normalizzazione Elettrotecnica) devono adottare come norma nazionale. Intende di allineare i vari livelli di sicurezza esistenti. Formata da due parti: una contiene le prescrizioni minime che tutti paesi devono garantire nella produzione della propria normativa nazionale, l'altra contiene le varie prescrizioni nazionali che comunque sono riconosciute valide. Costituisce il riferimento di base entro la quale si muove la norma CEI 11-27.
- Norma CEI 11-27: 2014-01. Ed. IV - Lavori su impianti elettrici.
  Rappresenta la traduzione operativa della norma CEI EN 50110-1. Si pone come strumento applicativo, esplicativo ed integrativo per gli aspetti non trattati dalla norma base nei confronti della quale resta in tutto coerente. È la norma tecnica <u>fondamentale</u> a cui si farà costante riferimento nel presente aggiornamento per la trattazione delle misure di sicurezza e dell'organizzazione da porre in opera per l'esecuzione dei lavori elettrici (fig. 1.3).

Annunciato dal TU, fin dalla sua prima stesura, per i lavori specialistici sotto tensione negli impianti AT è:

- Il Decreto 04-02-11 che disciplina i criteri per il rilascio delle autorizzazioni ai lavori elettrici sotto tensione (LST) nei sistemi elettrici di II^ e III^ categoria.



NORMA ITALIANA CEI

Norma Italiana
CEI 11-27

Data Pubblicazione
2014-01

Titolo
Lavori su impianti elettrici

Title
Works on electrical installations

Sommario
La presente Norma CEI 11-27 costituisce la IV edizione della stessa. Essa si applica alle operazioni ed attività di lavoro sugli impianti elettrici, ad essi connesse e vicino ad essi ed eserciti a qualunque livello di tensione, destinati alla produzione, alla trasmissione, alla trasformazione, alla distribuzione e all'utilizzazione dell'energia elettrica, fissi, mobili, permanenti o provvisori.
La presente Norma fornisce le prescrizioni di sicurezza per attività sugli impianti elettrici sopra descritte e, in particolare, si applica alle procedure di lavoro e a quelle di esercizio durante i lavori e di manutenzione.
La presente Norma si applica a tutti i lavori elettrici ed anche ai lavori non elettrici quali ad esempio lavori edili eseguiti in vicinanza di impianti elettrici, di linee elettriche aeree o in vicinanza di cavi sotterranei non isolati o insufficientemente isolati (vedi D. Lgs 81/08 e s.m.i.).
La presente Norma non si applica ai lavori sotto tensione su impianti a tensione superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua, trattati nella Norma CEI 11-15.
La IV edizione della Norma CEI 11-27 presenta una struttura identica alla Norma CEI EN 50110-1:2014-01 da cui deriva.
Le modifiche rispetto alla precedente edizioni, oltre a quanto suddetto, sono:
a) definizioni riguardanti i responsabili degli impianti elettrici e dei lavori eseguiti su di essi;
b) definizioni di lavoro elettrico e di lavoro non elettrico;
c) prescrizioni di sicurezza per le persone comuni (PEC) che eseguono lavori di natura non elettrica;
d) distanza di lavoro sotto tensione (DL) relativa alla bassa tensione che viene azzerata;
e) revisione e aggiunta della modulistica correlata ai lavori elettrici e non elettrici;
f) dichiarazione esplicita della non applicabilità della distanza di lavoro (Dw) della Norma CEI EN 61936-1.
La Norma in oggetto sostituisce completamente la Norma CEI 11-27:2005-02 che rimane applicabile fino al 01-02-2015.
Si vedano anche la CEI 11-61:2014-01 e la CEI EN 50110-1:2014-01 (CEI 11-48).

© CEI COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO - Milano 2014. Riproduzione vietata

Fig. 1.4. Norma CEI 11-27 IV ed. fasc. 13309 - Lavori su impianti elettrici

Esso ridefinisce le competenze sulla base delle quali rilasciare l'idoneità e l'abilitazione ai lavoratori addetti, i criteri di gestione e verifica delle attrezzature da lavoro, i requisiti dei soggetti abilitati all'erogazione della formazione, Abroga l'esclusività dell'autorizzazione rilasciata a Enel ad operare sotto tensione sui sistemi elettrici di III^ cat. (> 35 kV). Il decreto richiama come supporto tecnico la:

- norma CEI 11-15:2011-09. Ed. IV - Esecuzione di lavori sotto tensione su impianti elettrici di Categoria II^ e III^ in c.a.

Questa norma stabilisce le condizioni che devono essere osservate per l'effettuazione dei lavori sotto tensione sugli impianti elettrici alimentati a frequenza industriale con tensione nominale superiore a 1000 V.

Fine Parte I

agu/

---

[1]In alcuni stabilimenti industriali dei primi anni '10 del secolo scorso, non era raro imbattersi in cartelli riportanti la scritta:" I lavoratori sono pregati di non farsi male"!.

[2] Il DL è tenuto a comunicare in via telematica all'INAIL entro 48 ore dalla ricezione del certificato medico, a fini statistici e informativi, i dati e le informazioni relativi agli infortuni sul lavoro che comportino l'assenza dal lavoro di almeno un giorno, escluso quello dell'evento e, a fini assicurativi, quelli relativi agli infortuni sul lavoro che comportino un'assenza al lavoro superiore a tre giorni. Per prognosi maggiore di 40 giorni c'è l'obbligo di referto. Tale obbligo prevede l'invio del referto da parte del medico all'autorità giudiziaria. L'omessa denuncia è punita con una sanzione pecuniaria amministrativa.

TECNICA

NORMA CEI 64-8

DEFINIZIONI

OSSERVAZIONI PER I COSTRUTTORI DI IMPIANTI ELETTRICI

Per. Ind. Luigi Muzzini - ALBIQUAL
Articolo tratto da: ALBIQUAL Informa – dicembre 2013.

Nella costruzione degli impianti elettrici la sicurezza delle persone e degli animali è garantita dalla realizzazione dell'opera a "Regola d'arte" che la Legge n° 186 del 1 marzo 1968 riconosce agli impianti realizzati secondo le norme CEI.

La norma CEI 64-8 dal titolo "IMPIANTI ELETTRICI UTILIZZATORI A TENSIONE NOMINALE NON SUPERIORE A 1000 V IN CORRENTE ALTERNATA E A 1500 V IN CORRENTE CONTINUA", va consultata con attenzione nella "Costruzione di un impianto elettrico" ed in particolare nelle fasi di progettazione, realizzazione, verifica e successiva manutenzione dell'impianto.

La Norma CEI 64-8 richiede, quindi, la lettura attenta di tutte le sue sette Parti ma poiché non è un "romanzo", in generale, non è necessario leggerla dall'inizio alla fine.
Occorre, invece, essendo formata da una serie di prescrizioni, esaminarla nelle singole Parti necessarie all'attività di costruzione di un impianto elettrico.
In particolare nella: Parte 1ª per lo scopo e i principi fondamentali, Parte 2ª per le definizioni, Parte 3ª per le caratteristiche generali, mentre nella Parte 4ª sono indicate le prescrizioni per la sicurezza, nella Parte 5ª la scelta ed installazione dei componenti elettrici ed in fine la Parte 6ª che tratta le verifiche; la Parte 7ª è riservata agli ambienti ed applicazioni particolari.
La Parte 2ª "Definizioni" della Norma CEI 64-8, riporta le "definizioni dei termini" che ricorrono nel testo della Norma. Tali definizioni sono necessarie per la comprensione dei requisiti normativi richiesti ad un impianto elettrico.
Le definizioni sono ritenute particolarmente "noiose" da leggere ma la loro consultazione è necessaria per evitare errori nella progettazione, esecuzione, verifica e manutenzione di un impianto elettrico che mettano a rischio la sicurezza degli utenti (persone e/o animali) evitando così anche eventuali danni alle cose con conseguenti ripercussioni penali ed economiche a carico delle persone coinvolte nella attività di progettazione, realizzazione, verifica dell'impianto elettrico.
A titolo di esempio si evidenziano alcuni danni economici causati dalla mancata consultazione delle definizioni.

Primo esempio

Adeguamento dell'impianto elettrico alla Legge 46/90 abrogata e sostituita dal DM 37/08

All'epoca si era diffuso il concetto che si doveva mettere a terra ogni utilizzatore e pertanto si doveva "portare" il conduttore di terra ad ogni unità abitativa.

La superficiale interpretazione della Legge 46/90 ha portato molti operatori del settore a provvedere all'adeguamento dell'impianto predisponendo nel montante condominiale il "conduttore di terra" e come tale hanno predisposto un conduttore di sezione 16 mm^2.
Gli interventi furono molto onerosi, non solo per la parte prettamente elettrica, ma per le opere edili e di verniciatura che hanno interessato le/a scale/a e i locali vari interessati all'intervento.
La consultazione attenta della parte 2ª della norma CEI 64-8 "Definizioni", avrebbe risolto l'equivoco sorto sul conduttore di terra.
Infatti l'art. 24.7 Conduttore di terra recita: "Conduttore di protezione che collega il collettore (o nodo) principale di terra al dispersore o i dispersori tra loro" che nulla ha a che vedere con il conduttore che si doveva prevedere dal collettore (o nodo) principale di terra alle masse, "conduttore di protezione".

A questo punto non rimaneva che esaminare il capitolo 24 "messa a terra" dove al punto 24.5 si trovava la definizione "Conduttore di protezione": Conduttore prescritto per alcune misure di protezione, per esempio contro i contatti indiretti, per il collegamento di alcune delle seguenti parti:

- masse;
- masse estranee;
- Omissis

E al punto 23.2 si poteva leggere la definizione di massa.

Massa: Parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata e che non è in tensione in condizioni ordinarie, ma che può andare in tensione in condizioni di guasto.
NOTA Una parte conduttrice che può andare in tensione solo perché è in contatto con una massa non è da considerare una massa.

L'ulteriore passo era la ricerca della sezione del conduttore di protezione indicata al punto 543 dove si trovano le indicazioni sotto riportate.

543.1 Sezioni minime
La sezione del conduttore di protezione deve essere:

- calcolata come indicato in 543.1.1; oppure
- scelta come indicato in 543.1.2.

In generale la scelta della sezione del conduttore di protezione ricade nel secondo punto articolo 543.1.2 "Le sezioni dei conduttori di protezione non devono essere inferiori ai valori dati in Tab. 54F. In questo caso non è necessario effettuare la verifica secondo 543.1.1".

Sezione dei conduttori di fase dell'impianto S (mm^2)	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	

Tabella 54F - Relazione tra le sezioni dei conduttori di protezione e dei conduttori di fase

Il punto 543.1.4 recita "Quando un conduttore di protezione sia comune a diversi circuiti, la sua sezione deve essere dimensionata in funzione del conduttore di fase avente la sezione più grande".

Concludendo, nella stragrande maggioranza dei condomini con unita' immobiliari piccoli uffici e unità abitative, la sezione del conduttore di fase del montante non supera i 6 mm^2.
In questi casi si poteva introdurre, nelle tubazioni degli impianti esistenti (energia elettrica, citofoni, ecc.), un conduttore di protezione della sezione 6 mm^2 con un notevole vantaggio economico.

Altri esempi che possono creare sprechi (costi inutili e maggiori rischi elettrici) riguardano la messa a terra dei basamenti metallici che supportano motori elettrici che azionano pompe o ventilatori dei condizionatori, ecc. (componenti di classe I con involucro metallico definiti masse).
Dalla precedente definizione di “massa” ed in particolare dalla relativa *NOTA “Una parte conduttrice che può andare in tensione solo perché è in contatto con una massa non è da considerare una massa”*, si evince che si deve collegare al conduttore di protezione solo la massa e non il basamento metallico.
Il medesimo criterio vale anche per il collegamento tra la carpenteria metallica del quadro elettrico, compreso i pannelli anteriori, e la porta metallica anteriore (con o senza vetro) senza componenti elettrici che non è da considerare una massa e non è necessario, anzi, potrebbe risultare pericoloso realizzare il collegamento “cavallotto” tra i due elementi.

Altre importanti “definizioni” riguardano alcuni componenti elettrici di sezionamento e manovra e le condutture elettriche.
Risulta molto diffusa l'installazione, nelle vicinanze delle pompe elettriche e condizionatori ubicati nelle centrali termiche e di condizionamento, degli interruttori o sezionatori utili al manutentore dell'impianto elettrico e dell'impianto idrico/condizionamento di seguito definito impianto meccanico.
Al manutentore dell'impianto meccanico è richiesto di controllare, all'interno del condizionatore, le cinghie di trasmissione tra motore e ventilatore, operazione definita manutenzione non elettrica.
Il manutentore deve avere la certezza che, aperto l'interruttore che comanda il motore del ventilatore, nessuno possa richiuderlo; in generale viene ubicato in posizione tale da essere sotto il controllo visivo del manutentore.
Quanto sopra vale per tutte le apparecchiature pompe, aspiratori, utilizzatori con alimentazione elettrica, soggette a manutenzione meccanica.
Qualora sia richiesto un intervento sulla parte elettrica, ad esempio scollegamento elettrico per sostituzione del complesso motore elettrico pompa, si deve agire su un dispositivo che abbia la funzione di sezionamento come previsto dalle seguenti definizioni:

28.1 Sezionamento
Funzione che contribuisce a garantire la sicurezza del personale incaricato di eseguire lavori, riparazioni, localizzazione di guasti o sostituzione di componenti elettrici su o in vicinanza di parti attive.
28.2 Interruzione per manutenzione non elettrica
Interruzione della alimentazione di macchine od altri apparecchi utilizzatori, o parti di essi, avente lo scopo di prevenire pericoli, dovuti all'alimentazione elettrica, diversi da quelli elettrici.

I dispositivi di manovra, previsti nelle vicinanze delle apparecchiature elettriche installate nelle centrali termiche e di condizionamento, devono avere una delle funzioni sopra richiamate.

Qualora vi sia la necessità di operare sulle parti elettriche, ad esempio sulla morsettiera del motore e il dispositivo di manovra non ha la funzione di sezionamento, si deve agire

sull'interruttore installato a protezione del circuito sul quadro generale che la norma CEI 64-8 impone che possieda la funzione di sezionamento.



Simbolo grafico delle funzioni di un dispositivo di sezionamento o di interruttore

Concludendo, al fine di permettere al manutentore dell'impianto elettrico e/o dell'impianto meccanico di operare in sicurezza, è opportuno installare dispositivi con le due funzioni di interruttore e di sezionamento.
Attenzione particolare deve essere riservata anche alle condutture elettriche; vedere la seguente definizione:

26.1 Conduttura
Insieme costituito da uno o più conduttori elettrici e dagli elementi che assicurano il loro isolamento, il loro supporto, il loro fissaggio e la loro eventuale protezione meccanica.

La definizione evidenzia che la conduttura deve essere realizzata tenendo presente il "loro supporto" e il "loro fissaggio", in generale trascurati nell'esecuzione di condutture posate all'esterno delle strutture edili e pertanto soggette ad intemperie e a corrosione dei sostegni (viti o tasselli); non è raro, infatti, vedere condutture costituite da tubi o cavi multipolari mancanti di alcuni sostegni.

La situazione sopra evidenziata può essere oggetto di interventi successivi con oneri economici rilevanti rispetto a quelli da prevedere in fase esecutiva ma potrebbero esistere anche dei rischi per la sicurezza delle persone.

TECNICA

L'EVOLUZIONE SMART DEGLI IMPIANTI ELETTRICI NELL'EDILIZIA

Angelo Baggini
Università degli Studi di Bergamo Facoltà di Ingegneria Dalmine
Franco Bua
Membro CEI/CT 205 e CT 306



La trasformazione del sistema di approvvigionamento e distribuzione dell'energia imposto dalla politica energetica ed ambientale europea, nonché dalla sicurezza di approvvigionamento energetico nazionale e regionale, presuppone che la rete pubblica diventi più intelligente (smart grid).
Ma una rete di distribuzione pubblica smart richiede impianti utente altrettanto smart da un lato per poter sfruttare le potenzialità della nuova rete pubblica, dall'altro per permetterne lo stesso sviluppo.
Da impianto esclusivamente utilizzatore passivo, l'impianto elettrico del settore residenziale sta diventando attivo sia con accezione di generatore da fonte rinnovabile e distribuita (da cui il neologismo prosumer) sia con accezione di utilizzatore intelligente in grado di adattare la propria domanda alle esigenze tanto interne quanto della rete di alimentazione.

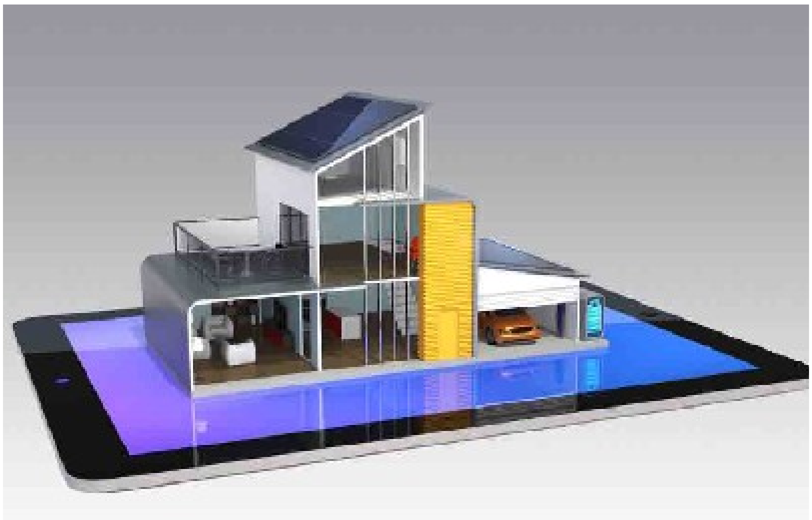
Le tecnologie attualmente disponibili in grado di cambiare il paradigma del tradizionale impianto elettrico negli edifici residenziali e non residenziali in Europa sono principalmente:

- tecnology-assisted living at home;
- smart metering;
- trasporto elettrico su strada;
- pompe di calore;
- generazione distribuita;
- sistemi di automazione domestica;
- gestione energetica dell'edificio.

Tutte queste soluzioni hanno bisogno di un fondamentale prerequisito: un'infrastruttura elettrica sicura e flessibile.
L'articolo dedica un paragrafo ad ogni tecnologia o applicazione che sta trasformando il concetto di impianto elettrico dell'utente nel contesto residenziale in Europa, soffermandosi in particolare sui benefici che ciascun scenario riserva, ma anche sugli ostacoli che dovranno essere superati.

Tecnology-assisted living at home

In Europa nel 2000, la percentuale di ultra sessantacinquenni era circa pari al 25%, ma si ritiene che nel 2030 raggiungerà circa il 35%. Con il forte aumento della speranza di vita negli ultimi decenni, gli anni d'argento rappresentano un periodo sempre più importante della vita sociale ed anche economica.
Le tecnologie domotiche sono in grado di assistere anziani e disabili in modo efficace in un gran numero di situazioni e attività domestiche, dando loro la possibilità di essere più auto-sufficienti e di rinviare o annullare completamente il bisogno di vivere in strutture sanitarie pubbliche.



Il termine "tecnology-assisted living at home" ricomprende vari concetti spesso indicati comunemente con la dizione anglosassone non avendo ancora individuato un equivalente italiano altrettanto comunicativo: EHealth (e in particolare la telemedicina), E-accessibilità, Design for All, Smart House, EInclusion (Digital divide, Ambient Assisted Living - AAL - per l'Ageing Society), Invecchiamento intelligente. Un esempio tanto semplice quanto efficace è la movimentazione delle tapparelle (magari blindate). Facile per un giovane, difficoltoso o impossibile per la stessa persona quando invecchia.
I vantaggi collegati con lo sviluppo della vita domestica tecnologicamente assistita in Europa sono principalmente sociali ed economici. Numerosi studi hanno dimostrato che di solito persone che necessitano di assistenza per bisogni primari e personali preferiscono essere assistite dalla tecnologia piuttosto che da altre persone.
Diverso è il caso dei rapporti umani per i quali le tecnologie informatiche possono svolgere anche un ruolo positivo dando la possibilità agli assistiti di rimanere in contatto facilmente e più frequentemente con parenti e amici, anche se non fisicamente presenti. Persone che soggiornano a casa propria, ovviamente più felici di persone che vivono in strutture sanitarie pubbliche,

rimangono sane più a lungo e il costo sociale dei cittadini felici a casa propria è inferiore al costo dei pazienti costretti a vivere in strutture sanitarie pubbliche.
Oltre alla citata riduzione dei costi sociali, lo sviluppo della technology-assisted living at home comporta anche consistenti vantaggi economici principalmente legati: alla creazione di nuovi posti di lavoro ad alto valore aggiunto nel campo degli impianti elettrici e delle tecnologie elettriche ed informatiche avanzate; alla creazione dei presupposti per la per la promozione e lo sviluppo di un mercato dei servizi in materia di technology-assisted living at home, riducendo le barriere all'innovazione e creando nuovi promettenti mercati.
Lo sviluppo della living technology-assisted at home richiede: la promozione, la ristrutturazione e la riqualificazione degli impianti elettrici (come pure dei prodotti, dei sistemi e dei servizi correlati); di disporre e mantenere un'infrastruttura (comprensiva dell'impianto elettrico) in grado di recepire e supportare lo sviluppo futuro; di cambiare il concetto di impianto elettrico residenziale, il cui scopo non è più limitato alla fornitura di energia ma deve essere esteso ad altre funzioni di comunicazione, controllo, attuazione, ecc.
L'impianto elettrico necessita di interoperabilità, e quindi l'utilizzo intensivo delle tecnologie informatiche, e giocherà un ruolo sempre più centrale in tutte le attività umane.
E' necessario cambiare il paradigma di progettazione dell'impianto elettrico residenziale dal momento che l'ICT richiede un impianto elettrico estremamente affidabile (alimentazione) ed un'infrastruttura dedicata e che non è importante solo la sicurezza elettrica, ma anche la funzionalità.
Dovranno essere considerati nuovi requisiti come, ad esempio, l'estensione del concetto di sicurezza elettrica tipico degli ambienti medici agli impianti elettrici delle abitazioni per l'assistenza domiciliare.

Smart metering



Un passo fondamentale nella transizione dalla rete attuale alla smart grid o alle micro-grid è legato all'evoluzione dello smart metering.
Con specifico riferimento all'efficienza energetica e alle fonti rinnovabili, lo smart metering è un elemento essenziale per l'educazione e la responsabilizzazione degli utilizzatori ed il comportamento degli utilizzatori è la chiave di volta di una società carbon-neutral.
Le attività di demand side e le tecnologie dovrebbero essere in realtà la prima scelta in tutte le decisioni di politica energetica volte a creare sistemi energetici più affidabili e più sostenibili.
Anche se il termine smart metering non è esplicitamente menzionato nelle direttive o regolamenti
europei, la sua introduzione è promossa dall'Unione Europea attraverso recenti normative che dovrebbero portare a una vasta implementazione di contatori elettrici e del gas in Europa.

Gli smart meter possono essere sistemi composti da componenti tecnici diversi e possono differire in funzione delle specifiche condizioni del mercato nei vari Stati membri e dei diversi tipi di contatore in ogni edificio. La maggioranza comprende le seguenti funzioni:

- misurazione accurata di energia elettrica, gas, acqua o calore;
- un'infrastruttura di trasmissione dati;
- un ambiente IT adeguato ai volumi di dati necessari;
- un sistema di fatturazione consumeroriented;
- una visualizzazione locale dei dati di utilizzo dell'energia.

I principali vantaggi legati allo smart metering sono conseguenti allo sviluppo di una maggiore consapevolezza dei consumi energetici correlati alle attività quotidiane degli utenti finali e nei conseguenti potenziali risparmi energetici ed economici.
Lo smart metering fornisce un gateway di informazione e comunicazione delle infrastrutture bidirezionale tra i contatori e le parti interessate per:

- sensibilizzare e responsabilizzare il consumatore, attraverso la disponibilità dei dati di consumo effettivo;
- incoraggiare la generazione distribuita e la micro generazione, trasformando così il consumatore a produttore di energia (prosumer);
- gestire meglio le reti energetiche spostando o riducendo il consumo di energia, ad esempio, attraverso Demand Side Management (DSM);
- migliorare la Customer Relationship Management (CRM), tra cui la fatturazione automatica/fatturazione sulla base di dati dettagliati di misura;
- sviluppare nuovi servizi energetici per migliorare l'efficienza energetica (aggregatori di produzione e domanda).

L'installazione dei contatori intelligenti, assieme al feed-back diretto per l'utente reso possibile dalla disponibilità all'interno dell'abitazione dei dati di consumo (In-Home Display), ha dimostrato potenziali di risparmio energetico tra il 10% e il 20%. Lo stesso meccanismo è stato sperimentato nel recente passato nel settore automobilistico: la possibilità di conoscere in tempo reale il consumo spinge il guidatore a ridurlo.
Tra le principali barriere alla diffusione dello smart metering è opportuno considerare che i contatori intelligenti devono interfacciarsi con i sistemi operativi e informativi esistenti gestiti da DSO (Distribution System Operators) e fornitori. Una considerazione importante nella scelta del sistema di misurazione intelligente è quindi rappresentato dalla comunicazione esterna e dall'interoperabilità.
La gestione della domanda attiva (AD – Active Demand) richiede l'impiego di contatori intelligenti con determinati requisiti tecnici, così come una infrastruttura di comunicazione adeguata.
Con questi presupposti, la normazione e l'unificazione dei protocolli, dei contatori e dei servizi si presenta come un elemento chiave per lo sviluppo.

Trasporto elettrico su strada

I veicoli elettrici (EV), Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV) e più in generale l'elettrificazione stradale del trasporto sta diventando una priorità tecnologica cruciale sia a livello dell'Unione Europea sia degli Stati membri per il conseguimento degli obiettivi politici europei (in termini energetici), come la protezione del clima, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la competitività delle industrie europee.
L'elettrificazione dei trasporti è una priorità nei programmi di ricerca comunitari anche in relazione al piano europeo di ripresa economica. Ad esempio la Direzione Generale per l'Energia e i Trasporti sostiene un ampio progetto dimostrativo sull'elettromobilità dedicato ai veicoli elettrici e alle relative infrastrutture, con un bilancio complessivo di circa 50 milioni di euro, come parte dell'iniziativa Green Car.

La diffusione di questa opzione tecnologica deve affrontare il tipico dilemma "dell’uovo e della gallina", la cui unica via d'uscita sembra essere quella di avviare la creazione di infrastrutture di ricarica al fine di impostare i presupposti per l'accettazione da parte dell’utente e della domanda del mercato. Nel valutare le opzioni di ricarica, gli scenari infrastrutturali in genere comprendono:

- carica in garage residenziali privati;
- complessi residenziali di carica;
- carica da struttura pubblica, tra cui ad esempio luoghi di lavoro, parcheggi pubblici, stazioni di ricarica dedicati.

La caratteristica principale dei veicoli elettrici è che la coppia motrice viene fornita da un motore elettrico che viene alimentato unicamente da una batteria o in combinazione con un motore a



combustione interna come avviene per i veicoli elettrici ibridi (HEV), i veicoli elettrici a batteria (BEV), i veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEV), ma anche i veicoli elettrici fotovoltaici (PVEVs) e i veicoli a celle a combustibile (FCV).

La carica della batteria richiede diversi componenti: l'interfaccia fisica di carica (la “spina” o la piastra induttiva/conduttiva) e protocolli di ricarica (la comunicazione tra il veicolo e l’alimentatore), oppure, in caso di plug-in, un opportuno collegamento alla rete elettrica.

La disponibilità di un'infrastruttura di carica per i veicoli elettrici, e quindi una maggior diffusione degli stessi, consentirebbe:

- una riduzione delle emissioni;
- una diminuzione della dipendenza dal petrolio;
- un aumento della competitività.

Tale infrastruttura avrebbe anche sinergie con la rete elettrica (Vehicle-to-Grid, V2G) in termini di:

- gestione del carico (i veicoli elettrici potrebbero operare come accumulo di energia per la rete contribuendo così alla riduzione dei picchi di carico in rete);
- fornitura di energia elettrica di emergenza;
- contributo alla gestione dell'intermittenza delle fonti energetiche rinnovabili (sia in termini di backup che di storage).

Stime del potenziale di mercato dei veicoli elettrici variano dal 3 al 10% dalla metà degli anni 2020. Per i veicoli elettrici a batteria, gli studi prevedono una quota di mercato in vendite di auto nuove dell’1-2% nel 2020 fino all’11-30% nel 2030. Per i veicoli ibridi plug-in è prevista una quota del 2% nel 2020 e dal 5 al 20% entro il 2030.

Per quanto riguarda prerequisiti e barriere, l'attuale limitato raggio operativo costituisce da un lato uno dei principali ostacoli reali per lo sviluppo su larga scala di veicoli elettrici, dall'altro può essere affrontato efficacemente con la costruzione di una infrastruttura di carica.
La potenza richiesta dai diversi modi di carica soprattutto per la "ricarica rapida" può essere anche molto elevata rispetto alle tipiche potenze contrattuali in ambito residenziale e soprattutto in alcune regioni, come ad esempio l'Italia, dove la stragrande maggioranza dei contratti residenziali è sempre pari a 3 kW.
Il V2G è limitato dalla portata dell'impianto elettrico utente di collegamento del veicolo alla rete attraverso l'edificio.
Se tutte le nuove costruzioni residenziali fossero predisposte con un circuito dal quadro elettrico generale direttamente al garage pur attestato ad una scatola vuota, la futura installazione di un sistema di carica per veicoli elettrici potrebbe avvenire molto più facilmente.

Pompe di calore

Il piano europeo per le tecnologie Strategic Energy (SET), proposto dalla Commissione Europea al fine di accelerare la diffusione di tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio, riconosce un ruolo fondamentale alle fonti energetiche rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento come parte della strategia dell'UE per migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e per favorire un vantaggio competitivo in settori altamente innovativi.
Le pompe di calore, come noto, sono in grado di trasferire calore da fonti naturali di calore disponibili in un intorno di qualsiasi sito di interesse, come l'aria, il terreno o l'acqua, o da fonti di calore artificiali quali rifiuti industriali o domestici.
Le pompe di calore possono essere utilizzate anche per il raffreddamento.



Il calore viene trasferito in direzione apparentemente contraria a quanto previsto dal secondo principio della termodinamica, il corpo più freddo viene raffreddato ulteriormente e quello più caldo riscaldato ulteriormente, ovvero il calore viene trasferito dal corpo freddo a quello caldo.
Il potenziale di riduzione delle emissioni di CO_2 legato alla diffusione delle pompe di calore è stimato in 1,2 miliardi di tonnellate ed è uno dei più grandi che una singola tecnologia può offrire.
Dato che, con una maggiore efficienza energetica delle centrali elettriche, nonché della pompa di calore stessa, potrebbe anche raddoppiare in futuro.
La tecnologia delle pompe di calore può ridurre l'esposizione ai rischi legati alla dipendenza energetica europea ed italiana, riducendo significativamente i livelli di importazione di energia e una maggiore flessibilità nella fonte primaria grazie all'impiego dell'elettricità come vettore energetico policombustibile.
Un'ampia diffusione delle tecnologie di pompaggio del calore può ridurre significativamente le emissioni di anidride carbonica con un costo modesto (spesso pari a zero o negativo).
In un certo senso le pompe di calore fanno del «calore ambientale» una fonte rinnovabile utilizzabile per il riscaldamento e il raffreddamento:

- sempre più efficiente dal punto di vista economico;

- un vantaggio per l'ambiente (fino al 100% rinnovabile);
- localmente disponibile in tutta Europa, 24 ore al giorno (riducendo le esigenze di trasporto del petrolio e una rete di distribuzione multa per il gas);
- il cui know-how e l'installazione di competenza è molto diffusa in Europa, collaudata e affidabile.

La potenza elettrica richiesta dalle pompe di calore è e può essere molto maggiore rispetto alla tipica potenza nominale in contesto residenziale in alcuni stati europei come ad esempio 3 kW in Italia. In ogni caso, in un impianto residenziale esistente, l’aumento di potenza richiesto può comportare alcuni problemi di sicurezza legati principalmente alla portata dei cavi e dei circuiti attualmente più comuni in edilizia residenziale.

Generazione distribuita

Attualmente, i paesi europei generano la maggior parte di energia elettrica in grandi impianti centralizzati basati sulla combustione di risorse fossili (carbone, gas), o centrali nucleari o idroelettriche.
Queste centrali hanno ottime economie di scala, ma di solito trasmettono energia elettrica su lunghe distanze con perdite corrispondenti piuttosto elevate.
La generazione locale si basa sul concetto di generazione di energia elettrica molto vicina all’utilizzo, anche nello stesso edificio.
La generazione locale è di per sé distribuita in contrapposizione a quella classica centralizzata (da cui il nome centrali elettriche). La generazione locale o distribuita è basata su tecnologie di generazione di energia su piccola scala (tipicamente nella gamma di 1 kW a 10 MW) a costituire un’alternativa o un miglioramento del tradizionale sistema di alimentazione elettrica.
L’Italia ha già vissuto, seppure in modo tumultuoso grazie o a causa dei meccanismi di incentivazione, una prima fase di diffusione di massa degli impianti
fotovoltaici di piccola, media e grande taglia.
I sistemi di generazione locale comprendono tipicamente i seguenti dispositivi/tecnologie: cogenerazione (CHP), celle a combustibile, micro cogenerazione (MicroCHP), microturbine, sistemi fotovoltaici, motori alternativi, sistemi eolici di piccola potenza e motori Stirling.
I principali vantaggi legati allo sviluppo della generazione distribuita in Europa sono principalmente economici e relativi all’obiettivo di politica energetica nel contesto 20-20-20.
In realtà le perdite della rete elettrica europea assommano al 5-10%, il potenziale di sviluppo della generazione distribuita può essere stimato in 50-100 GW (BAU e miglior scenario).
Di conseguenza, una vasta diffusione della generazione locale potrebbe svolgere un ruolo chiave nel contesto degli obiettivi 20-20-20 di politica energetica.
Risparmi relativi alla massima penetrazione di queste tecnologie in Europa potrebbero assommare a circa il 4%.
Poiché le risorse rinnovabili note sono molto disperse, spesso l'investimento corrispondente a grandi centrali elettriche non risulta giustificato, mentre la generazione locale, al contrario, permette o sfruttamento anche di piccole risorse rinnovabili giustificabili sia da un punto di vista tecnico che finanziario. Poiché utenti privati possono investire direttamente nelle proprie installazioni, la generazione distribuita di fatto si traduce in una leva per aumentare le quote di rinnovabili. In questa prospettiva la generazione distribuita potrebbe anche contribuire con circa il 10% nella sfida posta dall'obiettivo 20-20-20 di energia prodotta da rinnovabili in Europa.
Le tecnologie basate sulla generazione distribuita sono abbastanza recenti e in un rapido sviluppo.
Per lungo tempo la generazione distribuita non è stata disponibile sul mercato sostanzialmente a causa del costo della relativa tecnologia.

Lo sviluppo di un'industria europea dinamica di tecnologie per la generazione distribuita contribuirebbe positivamente l'equilibrio economico della regione europea con evidenti positive ricadute sociali. Il fatturato di questo settore potrebbe essere molto importante negli anni a venire offrendo anche un numero considerevole di nuovi posti di lavoro.
A livello residenziale la generazione distribuita non sarà mai in grado di decollare se gli impianti elettrici esistenti non vengono rinnovati per garantire un livello minimo di sicurezza e di potenza nominale. I rischi di natura elettrica in un impianto residenziale tradizionale vengono infatti moltiplicati per un fattore n se si aggiunge un generatore interno. Con riferimento al rischio di elettrocuzione è sufficiente pensare alla possibilità di alimentare l'installazione da più di un lato (rete e generatore incorporato).
La generazione locale accresce anche il ruolo dei controlli di conformità dell'impianto (fase iniziale e periodica).

Sistemi di automazione domestica

I sistemi di automazione dell’edificio (o domotici con riferimento esclusivo all’ambito residenziale) rappresentano un settore emergente anche in relazione alla sempre maggiore automazione degli elettrodomestici e delle funzionalità richieste nelle abitazioni.
In particolare la disponibilità di apparecchi elettronici sofisticati ma relativamente economici permette realizzazioni fino ad un decennio or sono irrealizzabili o semplicemente troppo costose.
Le tecniche impiegate per la domotica includono il controllo dell'illuminazione, di porte e finestre, del riscaldamento, della ventilazione e dell’aria condizionata (HVAC), sistemi di sicurezza e sorveglianza, nonché il controllo dei sistemi di home entertainment, irrigazione delle piante d'appartamento, alimentazione degli animali domestici e l'uso di robot domestici.
In generale i bisogni umani che possono essere soddisfatti dal sistema domotico sono molto diversi e possono essere classificati come bisogni di sicurezza, comfort, disponibilità di punti di accesso per il futuro e servizi attuali, sistemi di facile utilizzo e possibilità di integrare futuri miglioramenti.
Il vantaggio più importante relativo ai sistemi di automazione domestici è rappresentato dalla conseguente disponibilità di un contesto fertile per lo sviluppo di altre applicazioni specifiche e dei relativi servizi ad alto valore aggiunto come smart ageing, gestione energetica dell’edificio, ecc.
Fatta eccezione per questo, lo sviluppo del sistema domotico potrebbe essere una buona leva nel processo di ristrutturazione di impianti residenziali esistenti in Europa, potenzialmente ampliando anche il volume del settore elettrico europeo.
La possibilità di adozione di nuove tecnologie e/o l’adozione di funzioni nuove e differenti in un impianto tradizionale è praticamente molto limitata, mentre in una casa automatizzata è abbastanza facile mantenere l'installazione aggiornata con le più nuove e reali esigenze dell'utente.
Quest’ultimo aspetto è particolarmente importante anche perché va nella direzione di un aggiornamento costante dell'impianto e relativi servizi (comunicazioni, sanitari, gestione dell'energia, ecc.).
Le tecnologie domotiche sono disponibili da almeno 15-20 anni, ma il mercato non è mai decollato.
La maggior parte degli analisti ritiene ora che la ragione principale di ciò sia legata alla necessità di rinnovo dell’infrastruttura domestica a causa delle vie cavi e delle predisposizioni installate. Ciò è tanto più vero quando gli impianti sono sottotraccia come è nel nostro paese. Oltre all'indisponibilità di volumi adeguati per accogliere le apparecchiature e ed i collegamenti, probabilmente altri ostacoli importanti nello sviluppo dei sistemi di automazione domestica sono l'educazione dei professionisti e degli utenti. Le statistiche mostrano che le case e le infrastrutture

di cablaggio corrispondenti (custodie e accessori per cavi) vengono rinnovati con un tasso inferiore rispetto allo sviluppo delle tecnologie.
A volte le nuove tecnologie, elettriche e non, non vengono adottate dagli utenti perché sarebbe necessaria una ristrutturazione edile. Da un altro punto di vista, la pianificazione delle infrastrutture elettriche (predisposizione) non può essere efficace se basata solo sull'offerta attuale del mercato (in termini di tecnologie elettriche ed elettroniche).

Gestione energetica dell'edificio

Le statistiche dimostrano che in Europa agli edifici corrisponde il maggior consumo di energia (il 40% di energia finale totale). Come riconosce anche l'EPBD il comportamento dell'utente è una chiave nel processo di controllo dei consumi.
Una gestione automatizzata dei sistemi energetici di un edificio può essere un modo efficace per correggere e migliorare il comportamento degli utenti.
La gestione energetica di un edificio è il processo di monitoraggio e controllo dei sistemi energetici all'interno di un edificio. Anche se i componenti specifici possono differire, questi sistemi possono includere sistemi di riscaldamento e condizionamento, ventilazione, illuminazione, potenza e sicurezza. Un esempio semplice ma efficace si riferisce al comando dell'illuminazione con un interruttore automatico in caso di assenza di persone o in caso di un livello sufficiente di luce naturale. Un altro esempio è l'adozione di microinterruttori per disattivare il sistema di riscaldamento in una stanza quando le finestre sono aperte.
Considerando le attuali tendenze di sviluppo e le statistiche sul consumo energetico, la gestione energetica degli edifici sembra essere cruciale per raggiungere gli obiettivi della politica energetica 20-20-20 (il potenziale di risparmio costoefficacia è stato stimato nel 28% entro il 2020).
Tenendo conto delle valutazioni effettuate sulla base della EN 15232 il potenziale risparmio energetico legato all'adozione dei sistemi di gestione dell'energia può essere stimato fino al 20% nel settore residenziale e fino al 30% nel settore non residenziale. Conoscere ciò che l'organizzazione sta consumando in un dato momento è uno dei modi più efficaci per il risparmio energetico. Il Building Energy Management richiede un contesto in edilizia di automazione di base. Mentre i benefici di questa tecnologia non sono ancora del tutto noti all'utente finale, le autorità pubbliche dovrebbero stabilire un livello minimo di automazione per la gestione energetica e dovrebbero controllarne regolarmente l'applicazione negli edifici nuovi e esistenti, esattamente come le altre condizioni dell'edificio.

Estratto dal Dossier pubblicato su U&C n. 6 - Giugno 2014

NORMATIVA

ABROGAZIONE CEI 81-3

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO

PRECISAZIONI

A cura del Cei - Relazioni Esterne - Ufficio Stampa

L'abrogazione della Guida CEI 81-3 "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico" è di fondamentale importanza ai fini della sicurezza delle installazioni e pertanto è necessario evitare interpretazioni non corrette.
La Guida CEI 81-3 è stata abrogata per i seguenti motivi:

- La norma internazionale EN62305-2 recepita e tradotta dal CEI come CEI EN 62305-2 prescrive l'utilizzo di sistemi LLS (reti di localizzazione fulmini) e, se non disponibili, l'impiego di un opportuno algoritmo e non sono previste altre modalità.
- La Guida 81-3 era da ritenersi superata in quanto disponibile una banca dati più aggiornata basata su sistemi di rilevazione LLS.

Quanto sopra è dimostrato dal confronto dei dati ottenuti dal nuovo sistema ProDis e da quelli contenuti nella stessa Guida 81-3, confronto che ha dimostrato significative differenze di N_g per un numero rilevante di casi.

- Il CEI ha ritenuto opportuno rendere disponibili agli operatori i dati più aggiornati utilizzando le migliori tecnologie impiegabili, anche in ottemperanza alle vigenti leggi in materia di sicurezza.
- Gli organi tecnici preposti del CEI hanno determinato la decisione in seguito ad approfondite analisi e studi compiuti nel corso di oltre un anno nell'ambito di un gruppo di lavoro "ad hoc" del Comitato Tecnico competente.

Per consentire il corretto impiego della nuova banca dati ProDis basata su sistema LLS è stata richiesta al Comitato Tecnico competente la predisposizione di un'apposita guida (CEI 81-30), pubblicata nel mese di febbraio 2014.
In merito al corrispettivo richiesto per l'accesso ai dati, lo stesso è in linea con analoghi esempi in ambito internazionale ed essendo il CEI un'associazione che non persegue fini di lucro, è finalizzato unicamente alla copertura dei costi di acquisizione dei dati, di elaborazione e di gestione.
Al fine di costituire la necessaria affidabilità per gli utilizzatori, il programma informatico che gestisce la banca dati è stato certificato da un istituto universitario di alto livello e di chiara fama.

Rubrica

English for electricians & Co.



Lemmi e sigle in lingua inglese, diffuse dalle norme tecniche.

Antonello Greco.

Sempre più spesso le norme tecniche si arricchiscono di nuovi termini che derivano dalla lingua inglese, merito della standardizzazione delle norme a livello internazionale.

Il motivo di questa piccola rubrica? Cercare di rendere familiari le nuove sigle ed i lemmi che stanno divenendo linguaggio comune e che sempre più spesso ritroviamo nelle definizioni normative delle nostre norme tecniche … nella speranza di rendere più agevole il nostro mestiere.

Il termine che voglio proporvi è **LPS**
Secondo quanto indicato all'articolo 3.42 della Norma Cei En 62305-1 2013-02 è il sistema di protezione contro il fulmine ovvero il sistema completo usato per ridurre il danno materiale dovuto alla fulminazione diretta della struttura.

Alla prossima.

Controcopertina

TAVOLE E TABELLE

DI ANTONELLO GRECO.

IL SISTEMA INTERNAZIONALE DELLE UNITÀ (SI)

Regole per l'impiego del Sistema Internazionale:

1. I nomi delle unità sono considerati nomi comuni e pertanto si scrivono con l'iniziale minuscola, anche se alcuni di essi derivano da nomi di scienziati (ampere, kelvin);
2. Ampere e Kelvin sono invariabili al plurale ed hanno come simbolo una lettera maiuscola (per esempio A per l'ampere e K per il kelvin);
3. Lo stesso vale per le unità derivate che hanno un nome proprio di persona;
4. Il simbolo delle unità si deve usare solo quando l'unità è accompagnata dal valore numerico;
5. Il simbolo deve essere scritto in carattere non corsivo dopo il valore numerico;
6. Il simbolo non deve essere seguito da un punto;
7. Quando l'unità non è accompagnata dal valore numerico, deve essere scritta per esteso e non con il simbolo;
8. Quando l'unità SI è troppo grande o troppo piccola per certe misurazioni, è consigliabile usare suoi multipli o sottomultipli;
9. Sono consentiti solo multipli e sottomultipli di fattore 1.000 per le unità di misura.

Tipo	Carattere	Esempio
Simbolo di una grandezza	Corsivo (inclinato)	I
Pedice di una grandezza fisica o simboli letterali che rappresentano numeri	Corsivo (inclinato)	C_p Nota: p = pressione
Altri pedici compresi i numeri	Romano (verticale)	C_{g} Nota: g = gas
Nome e simboli di unità	Romano (verticale)	m
Numeri	Romano (verticale)	1

Prefissi del Sistema internazionale di unità di misura

Fattore	Prefisso	Simbolo
10^{24}	yotta	Y
10^{21}	zetta	Z
10^{18}	exa	E
10^{15}	peta	P
10^{12}	tera	T
10^{9}	giga	G
10^{6}	mega	M
10^{3}	kilo	k
10^{2}	hecto	h
10	deca	da

Fattore	Prefisso	Simbolo
10^{-1}	deci	d
10^{-2}	centi	c
10^{-3}	milli	m
10^{-6}	micro	µ
10^{-9}	nano	n
10^{-12}	pico	p
10^{-15}	femto	f
10^{-18}	atto	a
10^{-21}	zapto	z
10^{-24}	yocto	y

UNAE

Notiziario AielIrpaies

45° anno

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti



Dal 1983 qualifichiamo le imprese d'installazione impianti

Persona comune (PEC)

Persona che non è esperta e non è avvertita.

ANNO XLV

N. 6 – NOVEMBRE/DICEMBRE 2014

Editoriale

La nostra storia

L'idea di costituire un Albo degli installatori specializzati si è concretizzata fra gli anni '50 e '60.



Capitolato Tecnico Tipo e Statuto dell'AIS, 1960

Il 23 giugno del 1961[1] a Torino è stato costituito l'I.R.P.A.I.E.S. – Istituto Regionale Piemontese Albo Installatori Elettricisti Specializzati[2] con sede in via Donati 15. Scopo dell'associazione è favorire il miglioramento tecnico della esecuzione degli impianti elettrici interni e di tutelare i committenti, gli utenti di energia elettrica, gli impianti generali di distribuzione contro eventuali danni e disservizi derivanti dalla imperfetta esecuzione degli impianti stessi, nonché le Ditte installatrici contro il declassamento della della professione.

Continua a pagina 2

Notiziario AIEL IRPAIES

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107
del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino
Direttore Responsabile: Antonello Greco
Chiuso in redazione il 10 dicembre 2014
Distribuito gratuitamente su: **www.unae.it**
Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta
Presidente: Antonio Serafini
Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino
Tel. 011 746897 – fax. 011 3819650
Codice Fiscale 80099330013
Partita IVA 07651840014
e-mail: **info@unae-irpaies.it**
Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail comunicando il proprio indirizzo a: **info@unae-irpaies.it**
Ai sensi del D.lgs 196/2003 l'editore garantisce la massima riservatezza nell'utilizzo della propria banca dati con finalità di invio del periodico. Ai sensi dell'art. 7 ai suddetti destinatari è data la facoltà di esercitare il diritto di cancellazione o rettifica dei dati ad essi riferiti.
Informativa conforme all'art. 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - L.675/96).
Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione.
Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Per informazioni scrivere a: **info@unae-irpaies.it**

Indice

A partire dal 1°gennaio 2015 l'UNAE LIGURIA cambia sede; il nuovo recapito è:

Via Brignole De Ferrari 4 - 16125 GENOVA
(1° piano)
Telefono e fax : **010 4347792**
e-mail: **unae.liguria@libero.it**

L'indirizzo per inviare la corrispondenza è:
UNAE Liguria - Casella Postale 1164
16121 GENOVA Centro

In copertina

Fotografia: La nostra storia
Definizione: Norma Cei 11-27:2014-01



Marchi d'iscrizione all'AIS - Albo Installatori Elettricisti Specializzati

Nel 1964 nasce l'ufficio distaccato di Biella e nel 1966 l'AIEL - Albo Installatori Elettrici Liguri.
Nel settembre 1970 viene pubblicato il primo numero del «**notiziario irpaies**»[3].

Il logo "storico" dell'AIEL

Il 27 aprile 1983[4] viene firmato l'atto costitutivo dell'UNAE - Unione Nazionale degli Albi di Qualificazione degli Installatori Elettrici, il cui scopo è "*quello, esclusa ogni finalità di lucro e assoluta apoliticità, di promuovere l'istituzione di altri Albi di Qualificazione, di coordinare l'attività degli Albi e di rappresentare gli stessi per la tutela della professionalità e per consentire l'esecuzione a regola d'arte degli impianti elettrici a livello nazionale*" (articolo 2 dello Statuto UNAE).

Da lì a poco entrano a far parte dell'UNAE o vengono costituiti gli Albi regionali:

IRPAIES Piemonte e Valle d'Aosta	**AIEM Marche**
ALBIQUAL Lombardia	**IQUAL Lazio**
ATIQUAL Trentino	**ABRIEL Abruzzo**
AVIEL Veneto	**ACIELCAMPANIA**
AEI FVG Friuli-Venezia Giulia	**ACIELPUGLIA**
AIEL Liguria	**ALCIE Basilicata**
AIEER Emilia Romagna	**AIECALABRIA**
ARTIE Toscana	**ARSIEL Sardegna**
AQUINEL Umbria	**AIES Sicilia**

Dal 1998 gli Albi regionali assumono l'attuale denominazione, nel segno della tradizione che unisce il passato al futuro …

Antonello Greco.

[1] L'11 aprile 1958 è costituita in Milano l'ALBIQUAL, Albo di qualificazione degli installatori, aperto alle ditte installatrici di tutta Italia.

[2] Nel 1966 assumerà il nome di IRPAIES - Istituto per la Formazione e la Tenuta dell'albo degli Installatori Elettricisti Specializzati e nel 1982 IRPAIES - Istituto dell'albo delle Imprese Installatrici Qualificate nella Esecuzione degli Impianti Elettrici – Piemonte e Valle d'Aosta.

[3] Nel 1970 assume la denominazione finale di Notiziario AIEL IRPAIES divenuto dal numero 4 - luglio/agosto 2009 diviene l'Organo Ufficiale di Informazione Tecnica dell'Unae - Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti.

[4] dai Presidenti dell'ALBIQUAL, dell'IRPAIES e dell'AIEL – Albo Installatori Elettrici Liguri.

Notizie Tecniche

a cura della Segreteria Tecnica

Novità normative

agu 10/14

Delibera AEEG 07-08-2014 n. 421/2014/R/eel

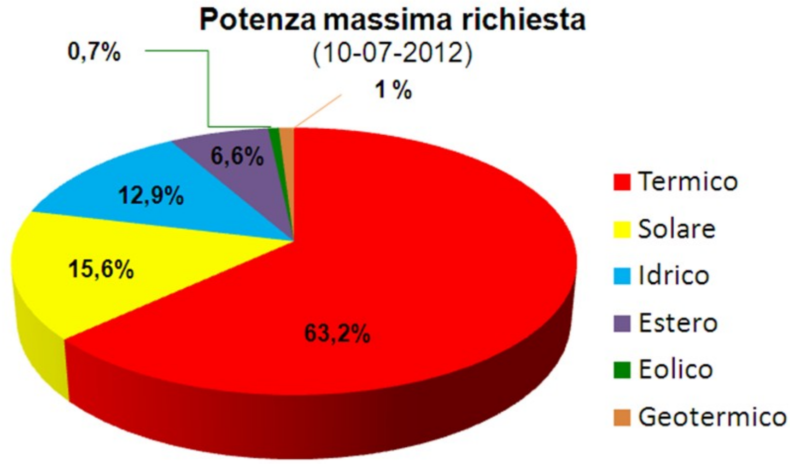


Fig. 1. Fonti della potenza richiesta.

Con questa deliberazione si va completando il quadro dei provvedimenti previsti per la messa in opera delle prescrizioni tecniche[1] di Terna[2] adottate a salvaguardia della sicurezza del SEN[3] in conseguenza dell'impetuosa crescita della GDFER[4], segnatamente fotovoltaico e eolico, per loro natura non programmabili. Nell'anno 2012 la produzione fotovoltaica è arrivata a coprire il 16% (≅ 8600 MW) della potenza richiesta (fig. 1) e il 6÷7% dell'energia prodotta. Si prevede che l'installato alla fine del 2015 raggiunga 23000 MW di FV e 9600 MW di eolico. È diventato quindi necessario mettere sotto controllo queste fonti di produzione che si presentano diffuse sul territorio obbligandole in pratica a diventare sinergiche con le reti di distribuzione, così come previsto dall'art. 8.8.6.5 - Partecipazione ai piani di difesa, della norma CEI 0-16, ed. III^, applicabile in tutti i suoi aspetti dal 30-9-2013.

Con la Delibera AEEG 344/2012 è stata approvato l'Allegato A. 72 (ed. I^) riguardante la procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita (RIGEDI) in condizioni di emergenza del SEN che prevede, in via transitoria e in attesa dell'operatività delle Smart Grid, la possibilità di ridurre la produzione, totalmente o parzialmente[5], ovvero di effettuare la disconnessione[6] degli utenti con P ≥100 kW, che immettono in rete tutta la produzione a netto di quella per i servizi ausiliari. Ciò allo scopo di risolvere situazioni di criticità insorgenti a livello di rete MT, AT e AAT[7]. Per la sanatoria dell'esistente è stato modificato l'Allegato A. 72; modifica approvata con la Delibera 421/2014/R/eel. Essa porta le modalità di adeguamento della riduzione della potenza degli impianti in tempo reale (Teledistacco – GDRM), che viene estesa a tutti i produttori di GDR con P≥100 kW. Questi sono tenuti ad adeguare gli impianti, connessi o da connettere alle reti di MT per i quali è stata presentata la richiesta di connessione in data antecedente all'1-01-2013, alle

prescrizioni di cui all'appena citato articolo e all'Allegato M della norma CEI 0-16, ed. III^, entro il 31-01-2016, oppure entro la data di entrata in esercizio qualora successiva.
Il GSE[8] interromperà gli incentivi ai soggetti produttori che su segnalazione dei Distributori non ottempereranno all'obbligo di cui sopra. Da parte dei Distributori sono previste verifiche tramite prove da remoto in relazione all'effettivo invio, ricevimento e implementazione del segnale; gli stessi devono implementare, entro il 31 agosto 2015, un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti di produzione in argomento.

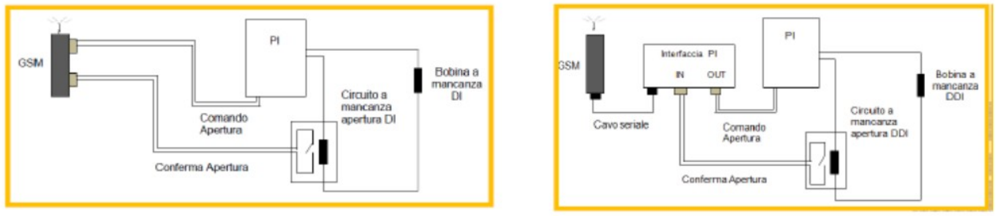


Fig. 2 Tecnologia sistemi GSM/GPRS (Allegato M - norma CEI 0-16, ed. III^).

Gli utenti produttori che inviano, entro il 30-06-2015, la comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti e che, se l'impianto di produzione era tenuto alla corresponsione del CTS prima dell'intervento di adeguamento, trasmettono entro la medesima data anche la dichiarazione di adeguatezza - DA[9] (qualora non già inviata) hanno diritto a un premio pari a:

a) 800 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti tre o più sistemi di protezione d'interfaccia;
b) 650 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui siano presenti due sistemi di protezione d'interfaccia;
c) 500 euro per ciascun impianto di produzione di energia elettrica nei casi in cui sia presente un solo sistema di protezione d'interfaccia.

I produttori, che si trovano nelle condizioni precedenti, che inviano all'impresa distributrice, nel periodo compreso tra l'1-07-2015 e il 31-08-2015, la comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti hanno diritto, alla metà dei premi stabiliti.
Alla comunicazione di avvenuto retrofit deve essere allegata una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante che il sistema è in grado di consentire il teledistacco ed è conforme a quanto previsto dalla Norma CEI 0-16 – Edi. III^, redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, da:

- un responsabile tecnico di impresa installatrice abilitata o,
- un professionista iscritto all'albo professionale secondo le rispettive competenze.

Decreto Interministeriale 9 settembre 2014

In attuazione del nuovo articolo 104-bis[10] al Titolo IV- Cantieri temporanei o mobili, del TU della sicurezza (D.Lgs. n. 81/08), introdotto dal così detto decreto del fare (decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69) convertito con la legge 9 agosto 2013, n. 98, sono individuati i modelli semplificati per la redazione del Piano Operativo di Sicurezza (POS)[11], del Piano di Sicurezza e di Coordinamento (PSC)[12], del piano di sicurezza sostitutivo (PSS)[13] e del fascicolo dell'opera.
Sull'argomento le imprese del comparto elettrico sono interessate alla redazione del POS quando l'attività è condotta su "… le linee elettriche e le parti strutturali degli impianti elettrici …) o comunque in presenza dei rischi di cui alle attività elencate nell'Allegato X relativo al Titolo IV – Cantieri temporanei o mobili del TU della sicurezza (Fig. 3) e in tale contesto sono pure interessate alla conoscenza del PSC nel caso della presenza di più imprese. Si applica la disciplina dei cantieri, quindi con la necessità di redazione del POS, anche se il lavoro è esclusivamente di tipo elettrico, ma si svolge nell'ambito di altre attività di cantiere. La redazione del POS è obbligatoria anche nel caso in cui nel cantiere operi un'unica impresa, anche familiare o con meno di dieci addetti. Una

vasta area di esenzione si è però determinata, per lavori solamente elettrici, sempre che non espongano i lavoratori ai rischi di cui all'Allegato XI[14], con la modifica dell'art. 88, c.2, lettera g bis)[15] del TU operata dalla riferita L. 09-08-13, n. 98. Qualche dubbio in tal senso permane nelle situazioni previste dall'art. 100, c. 6, per l'esecuzione degli interventi: " … la cui esecuzione immediata è necessaria per prevenire incidenti imminenti o per organizzare urgenti misure di salvataggio o per garantire la continuità in condizioni di emergenza nell'erogazione di servizi essenziali per la popolazione quali corrente elettrica, acqua, gas, reti di comunicazione", che esentano dalla redazione del PSC. Se non altro perché il POS è pur sempre una valutazione dei rischi per lo specifico lavoro da eseguire. In difetto appare comunque necessario che gli interventi da effettuare rientrino in una casistica routinaria di cui, all'interno del DVR (Documento di valutazione dei rischi) aziendale, sono tipizzate la tipologia, la pesatura dei rischi, l'informazione e la formazione dei lavoratori.

Sull'uso della modulistica in argomento, come per le altre previste dal Ministero del Lavoro, si deve ribadire che:

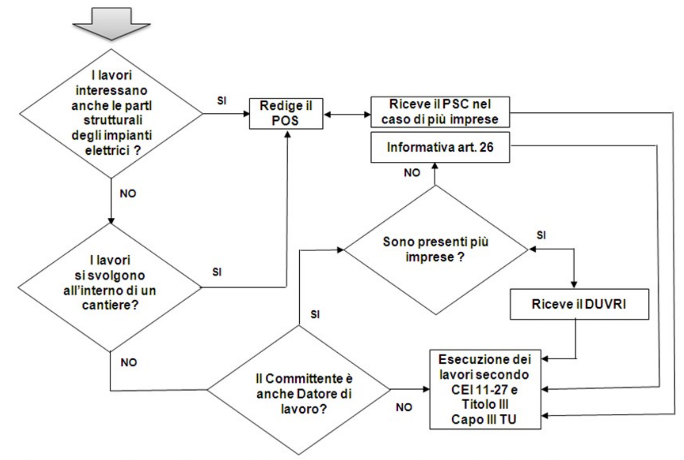


Fig. 3. Adempimenti impresa per lavori elettrici e TU

- lo scopo è quello di uniformare e di guidare (vedasi i riferimenti numerici che corrispondono ai paragrafi dell'allegato XV del TU) l'impresa esecutrice dei lavori in modo da rendere il documento più comprensibile per il Coordinatore per l'esecuzione e per gli Organismi di vigilanza;
- il modello POS semplificato deve comunque rappresentare una valutazione di tutti i rischi lavorativi, nessuno escluso, includendo le necessarie misure di prevenzione e protezione; come ben richiamato dal citato art. 104 bis ("… fermi restando i relativi obblighi …");
- la redazione deve quindi essere improntata a criteri di semplicità, brevità e comprensibilità, in modo da garantire la completezza e l'idoneità quale strumento di pianificazione degli interventi di prevenzione in cantiere, l'indicazione di misure di prevenzione e protezione e dei DPI, le procedure per l'attuazione delle misure da realizzare e i ruoli che vi devono provvedere.

Conferenza Regioni e Province autonome. Accordo 12 giugno 2014

La L. 03-08-2013 n. 90, che aveva convertito il D.L. 63 del 04-06-2013 modificativa dei c. 1 e 2, e abrogativa dei c. 3 e 4 dell'art. 15 del DLgs. 03-03-2011, n. 28[16], nel riconoscere d'ufficio la "Qualificazione FER[17]**" a <u>tutti</u> gli installatori già abilitati ai sensi del D.M. 37/08,** anche quelli con lett. d)[18], <u>non indicava una data di entrata in vigore</u> di tale riconoscimento. Contestualmente era inequivocabilmente sancito l'esclusione dalla possibilità di qualificazione per i Responsabili Tecnici in possesso dei requisiti di cui all'art. 4, c. 2[19] del DM 37/08. Con la Circolare 22/01/14 prot. n. 00001465 - Formazione obbligatoria per l'installazione e manutenzione straordinaria per impianti a fonti rinnovabili – il Ministero dello Sviluppo Economico ha confermato che:

- il Responsabile Tecnico che alla data del 4 agosto 2013 (entrata in vigore della Legge 90/13) risultava in possesso dei requisiti professionali ai sensi delle lettere a), b), c) o d) art. 4, c. 1, D.M. 37/08, è qualificato e può continuare ad esercitare regolarmente;

- dopo tale data, chi intende diventare Responsabile Tecnico, se in possesso dei requisiti di cui alla lett. c) del D.M. 37/08, è soggetto all'obbligo di frequentare un corso di formazione e superare l'esame finale.

Come si può notare, anche dalla premessa dell'Accordo - Conferenza Regioni e Province autonome, 12 giugno 2014 n. 14/078/CR08bis/C9 in argomento, non si fa menzione alcuna dei soggetti in possesso dei requisiti di cui alla lettera d). Secondo talune interpretazioni si tratterebbe di una omissione voluta che confermerebbe la riformata riscrittura dei c. 1 e 2 del DLgs. 28/11 da parte della L. 90/13[20]. In altri termini i Responsabili Tecnici di cui alla lettera d) sono qualificati automaticamente sia prima che dopo il 4-8-2013 al pari di quelli di cui alle lettere a) e b). Secondo altre letture invece, la "riammissione" della lettera d), operata dalla L. n. 90/2013, riguarderebbe la possibilità a mantenersi qualificati, anche dopo il 4-8-2013, riconosciuta ai Responsabili Tecnici abilitati con il predetto requisito prima di tale data, ma escludendo dalla possibilità di qualificarsi, anche con la frequenza del corso di formazione standardizzato, a quei Responsabili Tecnici abilitati, ai sensi della lettera d), dopo il 4-8-2013. Questo non torna però laddove l'Accordo in parola limita la formazione continua a: " … tutti i soggetti di cui all'articolo 4, lettere a), b) e c) del D.M. 22 gennaio 2008 n.37 devono frequentare percorsi di aggiornamento, come meglio declinato al successivo punto 5". Infatti, secondo logica, anche il Responsabile Tecnico che alla data del 4 agosto 2013 risultava in possesso del requisito professionale di cui alla lettera d) dovrebbe sottoporsi all'aggiornamento formativo, atteso che si tratta di un soggetto automaticamente qualificato. Rebus sic stantibus … si dovrà attendere ancora qualche chiarimento.

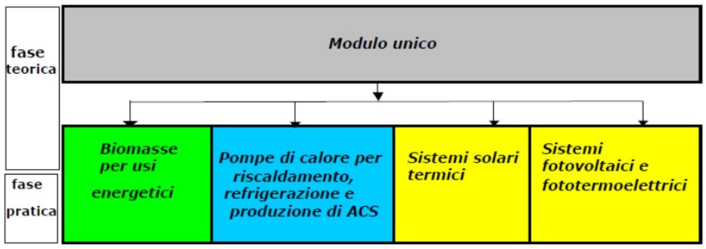


Fig. 4. Articolazione del corso di formazione.

L'Accordo 12 giugno 2014 è così articolato:

1. Requisiti di ammissione al corso (per gli stranieri è necessaria una buona conoscenza dell'italiano).
2. Articolazione del corso di formazione (fig. 4 - Modulo unico propedeutico più 4 Standard formativi specifici per le diverse tipologie impiantistiche considerate: biomasse, sistemi solari fotovoltaici, sistemi solari termici, sistemi geotermici e pompe di calore).
3. Durata del corso (Modulo unico propedeutico da 20 ore più Standard formativi specifici da 60 ore, di cui almeno 20 di pratica).
4. Esame finale e attestato di qualificazione (frequenza obbligatoria per almeno l'80% delle 80 ore, prova finale costituita da prova teorica e prova pratica, rilascio di un attestato di qualificazione)
5. Aggiornamento obbligatorio (partecipazione a attività formative di aggiornamento, anche in modalità FAD[21], per un totale di 16 ore ogni 3 anni. La frequenza del corso è obbligatoria al 100% e al termine viene rilasciato un attestato di frequenza).
6. Requisiti di strutture e attrezzature (la struttura formativa deve disporre di strutture e attrezzature adeguate per lo svolgimento dei contenuti teorici e pratici).
7. Requisiti dei formatori (esperienza documentata, almeno quinquennale, sugli impianti FER e adeguata conoscenza di leggi e norme).

I corsi di formazione sono erogati dalle Regioni e Province Autonome di Trento e Bolzano direttamente o attraverso soggetti accreditati, in conformità al modello definito ai sensi dell'Accordo Stato-Regioni e Province Autonome del 20/03/2008 (vedasi NT 04-06-13 diffusa agli Albi), e/o attraverso soggetti specificamente autorizzati, in base alle disposizioni adottate da ciascuna Regione e Provincia Autonoma.

[1]Allegati A.70 (recepito con Delibera AEEG 84/2012/R/eel del 08-03-12) e Allegato A. 72 (recepito con Delibera AEEG 344/2012/R/eel del 02-08-12) al Codice di rete (Documento che fissa criteri per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.) di Terna. Al riguardo vedasi la NT 08-08-12.
[2] Società a cui è demandato il compito di gestire la sicurezza la Rete di Trasmissione Nazionale.
[3] Sistema Elettrico Nazionale.
[4] Generazione Distribuita da Fonti di Energia Rinnovali.
[5] Per mezzo di tele segnali per gli impianti connessi in MT su linee dedicate.
[6] A cura degli stessi utenti attivi per gli altri impianti.
[7]Anche attraverso i servizi di bilanciamento e riserva, laddove si verifichino situazioni di riduzione di capacità regolante del SEN e come tali potenzialmente critiche.
[8] Gestore Servizi Energetici.
[9] Dichiarazione di Adeguatezza di cui all'art. 40 del TIQE Allegato A - Delibera AEEG ARG/elt 198/11 (vedasi NT 02-01-12)..
[10] Art. 104-bis. – Misure di semplificazione nei cantieri temporanei o mobili. 1. Con decreto del Ministro del lavoro e delle politiche sociali, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro della salute, da adottare sentita la Commissione consultiva permanente per la salute e sicurezza sul lavoro, previa intesa in sede di Conferenza per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, sono individuati modelli semplificati per la redazione del piano operativo di sicurezza di cui all'articolo 89, comma 1, lettera h), del piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100, comma 1, e del fascicolo dell'opera di cui all'articolo 91, comma 1, lettera b), fermi restando i relativi obblighi. Per maggiori ragguagli sulle ultime modifiche apportate al TU della sicurezza si veda il verbale delle riunione con gli Albi del 20 settembre 2013 a Roma e del 25 settembre 2013 e relativi allegati..
[11]POS: il documento che il datore di lavoro dell'impresa esecutrice redige, in riferimento al singolo cantiere interessato, ai sensi dell'articolo 17 comma 1, lettera a), i cui contenuti sono riportati nell'Allegato XV.
[12] PSC**.** 1. Il piano è costituito da una relazione tecnica e prescrizioni correlate alla complessità dell'opera da realizzare ed alle eventuali fasi critiche del processo di costruzione, atte a prevenire o ridurre i rischi per la sicurezza e la salute dei lavoratori, ivi compresi i rischi particolari di cui all'Allegato XI,… .
[13] Il PSS **è una sostituzione del POS nel caso in cui si tratti di appalti pubblici.** La redazione del PSS è consentita solo nel caso in cui il lavoro venga svolta da una sola impresa.
[14] Allegato XI. Elenco dei lavori comportanti rischi particolari per la sicurezza e la salute dei lavoratori.
1. Lavori che espongono i lavoratori a rischi di seppellimento o di sprofondamento a profondità superiore a m 1,5 o di caduta dall'alto da altezza superiore a m 2, se particolarmente aggravati dalla natura dell'attività o dei procedimenti attuati oppure dalle condizioni ambientali del posto di lavoro o dell'opera.
1-bis. Lavori che espongono i lavoratori al rischio di esplosione derivante dall'innesco accidentale di un ordigno bellico inesploso rinvenuto durante le attività di scavo.109
2. Lavori che espongono i lavoratori a sostanze chimiche o biologiche che presentano rischi particolari per la sicurezza e la salute dei lavoratori oppure comportano un'esigenza legale di sorveglianza sanitaria.
3. Lavori con radiazioni ionizzanti che esigono la designazione di zone controllate o sorvegliate, quali definite dalla vigente normativa in materia di protezione dei lavoratori dalle radiazioni ionizzanti.
4. Lavori in prossimità di linee elettriche aree a conduttori nudi in tensione.
5. Lavori che espongono ad un rischio di annegamento.
6. Lavori in pozzi, sterri sotterranei e gallerie.
7. Lavori subacquei con respiratori.
8. Lavori in cassoni ad aria compressa.
9. Lavori comportanti l'impiego di esplosivi.
10. Lavori di montaggio o smontaggio di elementi prefabbricati pesanti.
[15] " … Le disposizioni del presente capo non si applicano: … ai lavori relativi a impianti elettrici, reti informatiche, gas, acqua, condizionamento e riscaldamento, nonché ai piccoli lavori la cui durata presunta non è superiore ai dieci uomini-giorno, finalizzati alla realizzazione o manutenzione delle infrastrutture per servizi, che non espongano i lavoratori ai rischi di cui all'allegato XI.
[16] Emanato in attuazione della Direttiva 2009/28 CE del Parlamento Europeo.
[17] Fonti Energetiche Rinnovabili.
[18] Lettera a) - Laurea in materia tecnica. Lettera b) **-** Diploma di scuola secondaria con 2 anni consecutivi di inserimento alle dipendenze di un'impresa del settore. Lettera c) Titolo di formazione professionale previo un periodo di inserimento di almeno 4 anni consecutivi alle dipendenze di un'impresa del settore. Lettera d) – Operaio installatore specializzato, per un periodo di almeno 3 anni alle dirette dipendenze di un'impresa abilitata nel ramo di attività cui si riferisce la prestazione dell'operaio installatore.
[19] "… il titolare dell'impresa installatrice, i soci ed i collaboratori familiari che hanno svolto attività di collaborazione tecnica continuativa nell'ambito di imprese abilitate del settore per un periodo non inferiore a 6 anni. …".

[20] Art. 17. Qualificazione degli installatori degli impianti a fonti rinnovabili 1. I commi 1 e 2 dell'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono sostituiti dai seguenti: «1. La qualifica professionale per l'attività di installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, è conseguita con il possesso dei requisiti tecnico professionali di cui, alternativamente, alle lettere a), b), c) o d) dell'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37. …
Mentre il c.1, art. 15, del DLgs. 28/11, recitava: "…1. La qualifica professionale per l'attività di installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, è conseguita col possesso dei requisiti tecnico professionali di cui, in alternativa, alle lettere a), b) o c) del comma 1 dell'articolo 4 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, fatto salvo quanto stabilito dal comma 2 del presente articolo. ". omissis
[21] Formazione A Distanza.

UNAE Sistema Qualità Certificato UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37



Passeggiando per Roma ...

NOTIZIE DAGLI ALBI

DECRETO LEGGE N. 91/2014

COSIDDETTO "SPALMA INCENTIVI", COME MODIFICATO DALLA LEGGE DI CONVERSIONE 11 AGOSTO 2014, N. 116.

UNAE Emilia - Romagna (già AIEER)

1. Le principali novità in sintesi

Dallo scorso 25 giugno è in vigore il Decreto Legge n. 91 che introduce una serie di provvedimenti allo scopo di ridurre la bolletta elettrica per tutte le utenze in media tensione e per quelle in bassa tensione, non di tipo residenziale, con potenza impegnata uguale o superiore a 16,5 kW (in pratica queste fasce d'utenza corrispondono alle piccole e medie industrie – PMI). I benefici tariffari non saranno cumulabili con gli sgravi già previsti per le "imprese a forte consumo di energia".
Il Decreto Legge è poi stato modificato in parlamento e convertito definitivamente in legge dalla Legge di conversione n. 116 dell'11 agosto 2014.
Il decreto è stato rinominato "spalma incentivi" in quanto prevede una riduzione degli incentivi per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW e, per compenso, un allungamento di quattro anni del periodo incentivante.
Oltre alla spalmatura degli incentivi, il decreto prevede altre misure con l'obiettivo di una riduzione del costo dell'energia di circa il 10% per le PMI.

2. Interventi sulle tariffe incentivanti (Art. 26)

Dal 1° gennaio 2015 la tariffa incentivante per gli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW viene rimodulata.
Rispetto alla prima stesura del decreto, ora i produttori possono scegliere fra tre opzioni di rimodulazione.
In mancanza di una scelta, il GSE applica l'opzione c).

Periodo residuo (anni)	Percentuale di riduzione dell'incentivo
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
Oltre 19	17%

Tab. 1 – Riduzione degli incentivi in base al periodo di incentivazione residuo.

Opzione a): era presente anche nel testo originario
Il periodo di incentivazione viene allungato da 20 a 24 anni. La percentuale di riduzione dipende dal periodo residuo di incentivazione, cioè rispetto al periodo totale di 20 anni, come indicato in tabella 1.
Per effetto della rimodulazione, al 24° anno l'incentivo totale percepito rimane nominalmente lo stesso (a moneta costante), ma di fatto subisce una riduzione considerando il deprezzamento monetario (inoltre si deve considerare anche una pur modesta riduzione di efficienza dei pannelli).
Ad esempio, facendo l'ipotesi di un impianto entrato in esercizio nel 2007, quindi con un periodo residuo di 12 anni, che produce 1.000.000 kWh all'anno[1] e usufruisce di un incentivo di 0,40 €/kWh:

- *con le regole precedenti, di qui fino al 2027 (allo scadere dei vent'anni) avrebbe incassato un totale di incentivi pari a 1.000.000 x 0,40 x 12 = 4.800.000 euro;*
- *con le regole attuali, di qui fino al 2031 (nuova scadenza) incasserà il medesimo totale di incentivi[2] pari a 1.000.000 x 0,30 x 16 = 4.800.000 euro.*

In pratica con le norme precedenti avrebbe incassato 400.000 euro all'anno per 12 anni, con le nuove regole incasserà 300.000 euro all'anno per 16 anni.

Opzione b): novità assoluta
Il periodo di incentivazione rimane ventennale, ma l'incentivo viene ridotto in un primo periodo per poi essere incrementato in un secondo periodo. Le percentuali di rimodulazione saranno stabilite con successivo decreto e dovranno comunque consentire un risparmio di almeno 600 milioni di euro all'anno per il periodo 2015-2019 (ipotizzando che tutti i produttori aderiscano a questa opzione).

Opzione c): novità parziale
In mancanza di scelta da parte del produttore, il GSE applicherà questa opzione.
Il periodo di incentivazione rimane ventennale, ma l'incentivo viene ridotto con percentuali diverse secondo la fascia di potenza (nel testo originario la percentuale di riduzione era fissa all'8% per qualsiasi potenza). Le percentuali di riduzione sono indicate in tabella 2. Rispetto alla prima stesura, le attuali riduzioni sono meno penalizzanti per gli impianti fino a 900 kW.

Fascia di potenza	Percentuale di riduzione
200 kW < P ≤ 500 kW	6%
500 kW < P ≤ 900 kW	7%
> 900 kW	8%

Tab. 2 – Percentuale di riduzione degli incentivi per i produttori che scelgono l'opzione c) oppure che non fanno nessuna scelta (in tal caso viene automaticamente applicata questa opzione)

Con riferimento all'esempio precedente, considerando una riduzione dell'8%, anziché incassare 400.000 euro all'anno ne incasserà 368.000, per un totale di 384.000 euro in meno nell'arco dei 12 anni residui.
Per gli impianti che usufruiscono della tariffa omnicomprensiva (ad es. 5° conto energia), la riduzione si applica alla sola componente incentivante.
I beneficiari delle tariffe incentivanti potranno accedere a finanziamenti bancari per importi fino alla differenza tra l'incentivo spettante al 31 dicembre 2014 e l'incentivo rimodulato, tali finanziamenti sono garantiti dalla Cassa depositi e prestiti.
A partire dal 2° semestre 2014 viene modificato il criterio di pagamento degli incentivi: il GSE effettuerà i pagamenti con rate mensili pari al 90% della producibilità media degli impianti per poi fare un conguaglio annuo entro il 30 giugno dell'anno successivo.

3. Novità importante: lo scambio sul posto diventa applicabile fino a 500 kW (Art. 25 bis)

La soglia di applicazione della disciplina dello scambio sul posto è elevata a 500 kW per gli impianti a fonti rinnovabili che entrano in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2015.

4. Pagamento parziale degli oneri di sistema anche sull'energia autoconsumata (Art. 24)

Nei sistemi di produzione e consumo (SEU[3]) si pagherà il 5% degli oneri generali di sistema anche sull'energia prodotta e autoconsumata (quindi non prelevata dalla rete). In precedenza questa componente tariffaria[4] veniva pagata esclusivamente sull'energia prelevata dalla rete.
Inoltre, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, la suddetta percentuale del 5% potrà essere ulteriormente aumentata a partire dal 2016. Nella prima stesura del decreto, questa misura era particolarmente penalizzante per i nuovi sistemi SEU in quanto non era prevedibile l'entità degli aumenti; ora nella legge di conversione sono stati introdotti dei criteri

che limitano la portata degli aumenti (cadenza biennale ed entità non superiore al 2,5% rispetto alla quota previgente).
Da questo onere sono comunque esclusi gli impianti di potenza fino a 20 kW in esercizio al 1° gennaio 2015.

5. Altri provvedimenti del decreto

Dal 1° gennaio 2015 la copertura dei costi di gestione del GSE saranno a carico di chi riceve gli incentivi e, quindi, non più spalmati sul totale delle bollette (art. 25).
Semplificazione amministrativa per la realizzazione degli impianti da energia rinnovabile: dal 1° ottobre 2014 sarà previsto un modello unico nazionale (art.30).
Sono previsti tagli ad alcuni costi e benefici tariffari: dal 1° gennaio 2015 si riducono le agevolazioni per le Ferrovie dello Stato (art. 29), dal 1° luglio 2014 cessano gli sconti per i dipendenti delle società elettriche (art. 27), riduzione dei costi per le isole minori (art. 28).

Fonte: CIRCOLARE n. _03/14 bis
Prot. GN/56/14

---

[1] L’esempio si riferisce alla producibilità di un impianto di circa 900 kW.

[2] Senza considerare la diminuzione di efficienza dei pannelli nei 4 anni di allungamento dell’incentivazione.

[3] Vedi precedente circolare UNAE n. 02/14 del 7 aprile 2014 pubblicata sul numero 3 del Notiziario

[4] Gli oneri generali di sistema corrispondono circa al 20% del costo finale del kilowattora in bolletta e servono per pagare oneri introdotto da diverse leggi (ad es. incentivi alle fonti rinnovabili, promozione dell’efficienza energetica, regimi tariffari speciali, copertura del bonus elettrico, ecc.)

NOTIZIE DAGLI ALBI

POWER QUALITY ED ENERGY MANAGMENT

SEMIARIO
TORINO, MERCOLEDÌ 29 OTTOBRE 2014.

Umberto Cadili Rispi – Forte Chance

Mercoledì 29 Ottobre, presso l'aula Magna del Politecnico di Torino, sì è svolto il seminario tecnico gratuito avente come tematica la Power Quality ed Energy Management. Le aziende che hanno partecipato attivamente relazionando sono tre realtà consolidate e di prestigio nel settore elettrico: IREM S.p.a – BORRI S.p.a (ex Astrid) – Exel srl.

L'attività di supporto logistico e raccolta iscrizioni è stata svolta da Forte Chance Piemonte; il seminario ha rilasciato 3 CFP agli Ingegneri e ai periti industriali grazie al supporto dell'Ordine degli Ingegneri di Torino e il collegio dei periti industriali di Asti-Torino-Alessandria. Al seminario erano presenti anche i rappresentanti dell'AEIT, dell'UNAE, dell'ARAME e del CNA.

I partecipanti sono stati 200, sono intervenuti anche due professori del Politecnico di Torino: il Prof. Ing. Napoli (ordinario di impianti elettrici) e il Prof. Ing. Spertino (docente di impianti fotovoltaici ed eolici).



Il convegno

L'apertura dei lavori è stata effettua dall' Ing. Cadili Rispi di Forte Chance Piemonte che ha parlato dell'importanza della formazione professionale nei momenti di crisi economica.

A fine intervento, la parola è stata ceduta al Prof. Ing. Roberto Napoli che ha parlato dell'importanza delle problematiche relative alle armoniche e ha portato i saluti da parte dell'AEIT.

Successivamente, è intervenuto il Prof. Ing. Spertino Filippo parlando delle problematiche relative alla Power Quality dovute alle fonti intermittenti di produzione di energia elettrica quali il fotovoltaico, la biomassa, l'eolico, ecc.
Rilevanti sono stati i dati riportati nelle diapositive poiché relativi a ricerche effettuate presso il dipartimento di energia elettrica del Politecnico di Torino. Sono state inoltre presentate le teorie relative alla Grid Parity dimostrando come in Italia siamo già arrivati al raggiungimento di questo importante obiettivo.
Successivamente, il moderatore, l'Ing. Cadili Rispi ha presentato i relatori del Gruppo Borri (gli ingg. Gremoli e Fabbriciani) che hanno introdotto l'argomento relativo agli impianti di tipo Stand Alone.
Qui, sì è visto un aspetto molto interessante: il confronto tra un impianto con sistema di accumulo composto da batterie al gel e un gruppo elettrogeno cercando di capire quali tra i due possa essere dal punto di vista economico il più convincente.
Dallo studio, è emerso che il costo dell'energia elettrica prodotta da gruppo elettrogeno, è meno conveniente rispetto a quella ottenuta da fotovoltaico stand alone.
A fine relazione, l'ing. Fabbriciani ha presentato due esempi di installazioni effettuata in nazioni extra UE.
A questo punto, la parola è passata ad IREM S.p.a. che ha presentato un dispositivo di regolazione e stabilizzazione della tensione. Questo sistema, brevettato da IREM stessa, oltre ad attenuare i disturbi permette un significativo risparmio energetico regolando i valori di tensione in linea con quanto prescritto dalla Norma EN 50160.
L'ultima relazione, è stata quella del consulente del gruppo Exel l'ing. Gianpiero Mensa il quale ha parlato dei problemi legati alle componenti armoniche ed alle problematiche riconducibili allo studio della Power Quality all'interno di un impianto elettrico.
Qui il collega, in un intervento in cui ha citato anche grandi matematici del passato come Bernoulli, Lagrange, Fourier, ha analizzato l'influenza termica delle armoniche in un circuito e illustrato l'algoritmo, incluso nella norma CEI 64-8, che permette il corretto dimensionamento dei cavi e dei dispositivi di protezione.
A fine lavori, i partecipanti hanno potuto relazionarsi con le varie aziende durante il buffet organizzato presso l'atrio principale della sala consiglio di facoltà.



Notizie dagli Albi

La manutenzione elettrica oggi: idee di rilancio per il futuro

UNAE Liguria

Convegno
Genova, martedì 21 ottobre2014

Giuseppe Peratoner



Martedì 21 ottobre scorso si è tenuto a Genova il Convegno dedicato a: "**La manutenzione elettrica oggi: idee di rilancio per il futuro**" organizzato da UNAE LIGURIA con la collaborazione di Confindustria Genova, ABB Italia, ENEL Distribuzione, Collegio dei Periti Industriali e Periti Industriali Laureati della provincia di Genova, Ordine degli Ingegneri della Provincia di Genova e IMQ - Istituto Italiano del Marchio di Qualità e con il patrocinio di AEIT Sezione Ligure.

Le ragioni che hanno portato alla scelta dell'evento su queste tematiche sono la convinzione di promuovere l'essenzialità e l'importanza del concetto di manutenzione verso i soggetti coinvolti a vario titolo.

Una manutenzione puntuale sugli impianti è necessaria per preservarli ai fini della sicurezza e della funzionalità secondo la regola dell'arte.

A tale scopo sono determinanti i ruoli del progettista e dell'impiantista per il rispetto della buona tecnica.

E' altrettanto importante assicurare un utilizzo corretto dell'impianto e dei suoi componenti che, in base alle loro prestazioni e condizioni di impiego, debbono essere sottoposti a controlli puntuali.

In proposito si ricorda che vi sono diversi dispositivi legislativi e normativi che richiamano i soggetti interessati agli obblighi di un'adeguata manutenzione: tra questi il T.U. 81/08 e il D.M.37/08.

Scopo del convegno era quello di illustrare i vari aspetti caratterizzanti dell'attività di manutenzione, quali le regole in materia di sicurezza del lavoro, l'individuazione e l'organizzazione degli interventi in base alle tipologie degli ambienti, le responsabilità e gli obblighi dei committenti e dei manutentori, le periodicità e le tipologie di intervento. Ma soprattutto la manutenzione va valutata come opportunità finalizzata al miglioramento dell'efficienza e della affidabilità degli impianti.

L'evento ha riscontrato una cospicua partecipazione di operatori del settore quali progettisti, tecnici installatori e di aziende committenti. Il gradimento della manifestazione è stato testimoniato dalla presenza di oltre cento persone.

Di seguito riportiamo il programma degli interventi che si sono succeduti nel pomeriggio dalle ore 15,00 fin oltre le 19,30:

UNAE Nazionale - Segreteria Tecnica

"La manutenzione e verifiche tra necessità ed obblighi di legge. Pianificazione e programmazione della manutenzione delle cabine di utenti attivi e passivi (CEI 0-15 e CEI 11-35 in fase di agg.to - Modalità di intervento tipico in cabina MT in base alle norme sui lavori elettrici)"



ABB

"Manutenzione e verifica periodica sugli apparati dei sistemi di protezione e monitoraggio di efficienza energetica"

CONFINDUSTRIA Genova/Assistal

"L'esperienza professionale del Manutentore quale importante fattore di valorizzazione della manutenzione"

ENEL Distribuzione

"Futuri scenari evolutivi della rete elettrica e possibili ricadute sulla gestione degli impianti dei soggetti attivi e passivi"

IMQ

"La certificazione delle competenze"

In chiusura si è svolta una dibattuta tavola rotonda con la partecipazione di: Unae, Assistal, Ordine degli Ingegneri provincia Genova, Collegio dei Periti provincia di Genova, IMQ sul tema "Dalla progettazione alla manutenzione: elementi da valutare per la sicurezza e la funzionalità di un impianto elettrico. Il rapporto con il Committente".

Un ringraziamento a tutti quanti per la fattiva collaborazione



I NOSTRI CORSI: VISITA IL CATALOGO

NOTIZIE DAGLI ALBI

LUCE E LED

SEMINARIO
TORINO, 13 NOVEMBRE 2014

Antonello Greco

Il 13 novembre scorso si è svolto a Torino, nell'Aula Magna del Politecnico di Torino, il Seminario Tecnico Luce e Led: scenari e prospettive; evoluzione normativa; soluzioni tecniche.
L'incontro è stato organizzato dall'Ordine degli Ingegneri Torino, dalla Fondazione Ordine Ingegneri Torino, dal Collegio dei Periti Industriali e dei Periti Industriali Laureati di Alessandria - Asti - Torino, dalla Federazione Collegi Periti Industriali Piemonte, dall'AEIT sezione di Torino, dal Collegio di Ingegneria Elettrica del Politecnico di Torino e dall'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta (IRPAIES), con il supporto di Beghelli Accademia.
Relatori del seminario sono stati:

- Enrico Dalla Rosa - Docente dell'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano, esperto di gestione aziendale, ha approfondito le implicazioni operative ed economiche conseguenti base della ricerca di mercato McKinsey&Company "Lighting the way: perspectives on the global lighting market";
- Fabio Pagano - Responsabile tecnico di Assil (Associazione Nazionale Produttori Illuminazione), è stato recentemente nominato Presidente della Commissione Tecnica U29 Luce ed Illuminazione dell'UNI, è coordinatore e membro di numerosi comitati normativi nel settore illuminotecnico, sia a livello mondiale (ISO TC 274 Light and lighting), europeo (CEN TC 169 Light and lighting) e di vari comitati tecnici CEI;
- Renato Frongillo - Funzionario del Gruppo Beghelli, coordina la funzione di supporto e promozione verso gli studi di progettazione, ed è responsabile delle attività di formazione tecnica del Gruppo.

La relazione del prof. Enrico Dalla Rosa ha riguardato le potenzialità dei LED, soprattutto in termini economici, presentando l'analisi "Lighting the way" della società McKinsey & Co.
Come noto, le prime applicazioni LED sono state quella della retroilluminazione (backlighting); ora, dopo aver colonizzato il mondo dei sistemi a retroilluminazione, i LED stanno sbancando anche il mondo dell'illuminazione.
La figura 1 mostra l'evoluzione delle applicazioni LED dal 2011 al 2020.
La penetrazione di mercato dei LED è irreversibile e presto eliminerà tutte le tecnologie concorrenti.
Le ragioni che giustificano questa scelta sono molteplici; innanzitutto la tecnologia LED permette significativi risparmi di energia, in un contesto globale di attenzione alle tematiche ambientali e di risparmio energetico.
Non solo. La rapida caduta dei prezzi sta aiutando la sempre maggior adozione dei sistemi LED. Un trend di diminuzione dei costi che continuerà nel futuro, aumentando sempre più la convenienza

dei sistemi LED (ora chi li acquista risparmia sui consumi; domani costeranno come i sistemi tradizionali).
Già entro il 2015 i LED diventeranno la scelta normale di chiunque deciderà di acquistare sistemi di illuminazione.

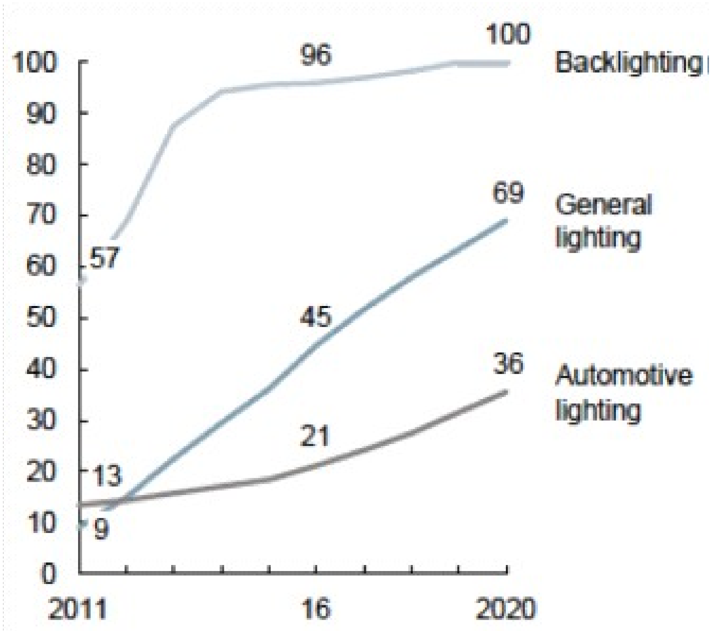


Figura 1
Evoluzione delle applicazioni LED dal 2011 al 2020

Secondo lo studio presentato, le quote di mercato dei LED rappresenteranno il 72% dell'Europa al 2020 (70% nel nord America, 68% in Asia).
In questo contesto, l'Italia rappresenta un mercato molto interessante. Un mercato che vale, per la sola Europa, 20 miliardi di Euro (al 2020) su un totale di 83 miliardi di Euro a livello globale. Il tutto senza dimenticare che il costo dei LED è in continua e rapida ascesa.
Le lampade LED diventeranno competitive con le CFL in poco tempo; inoltre il più massiccio intervento legislativo operato dall'UE (e quindi in Italia) accelererà questo trend.

La relazione di Fabio Pagano ha riguardato, invece, l'aggiornamento sui metodi di analisi e calcolo dei consumi energetici per l'illuminazione negli edifici e la futura normativa (UNI – PrEN 15193-1) per il calcolo dei consumi per impianti di illuminazione negli edifici.
In particolare, la futura norma prevede tre metodi di calcolo:

- Metodo 1: Il metodo completo 1 presuppone che per l'edificio sia eseguito un progetto completo dell'impianto d'illuminazione.
    - Il progetto determina l'impianto d'illuminazione richiesto e si basa sui dati reali dei prodotti specificati nel progetto.
    - Le informazioni dell'impianto e dei prodotti forniscono l'input al processo di stima dell'energia per l'illuminazione W [kWh].
    - Per gli edifici esistenti, il processo consiste nel fare un Audit dell'impianto d'illuminazione per stabilire la potenza installata per l'illuminazione.
- Metodi opzionali:
    - Metodo 2 - Il metodo rapido di calcolo utilizza approssimazione nella procedura per calcolare il budget del carico installato mediante dei dati di default per stimare il fabbisogno di energia per l'illuminazione.
    - Metodo 3 – Il metodo di misura diretta fornisce il valore più accurato dell'energia utilizzata per l'illuminazione

Le 5 aree:

Area	Incidenza LED
Residential	2011 | **7%** > 2016 | **50%** > 2020 | **70%**
Office	2011 | **6%** > 2016 | **30%** > 2020 | **55%**
Shop	2011 | **7%** > 2016 | **45%** > 2020 | **70%**
Hospitality	2011 | **9%** > 2016 | **45%** > 2020 | **80%**
Industrial	2011 | **4%** > 2016 | **20%** > 2020 | **40%**

Beghelli

Figura 2
Incidenza dei LED in 5 aree.

Il Metodo 1 consente il calcolo dell'energia necessaria per l'illuminazione (elettrica) in una zona, in una stanza e nell'edificio ***W*** [kWh]; l'energia per i specifici intervalli di tempo in $\boldsymbol{W_t}$ [kWh/ts] e normalizzata con la definizione del valore del "Lighting Energy Numeric Indicator" (LENI) dell'edificio.
Il LENI rappresenta l'energia annua utilizzata ***W*** è normalizzata con l'area utile A dell'edificio [kWh/a m2]:

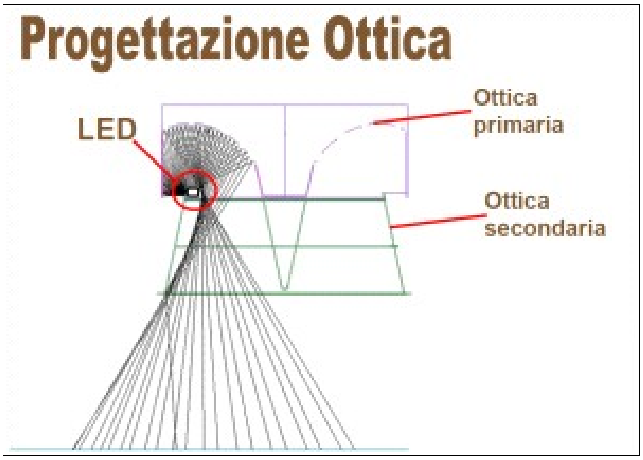
LENI = *W*/A [kWh / (m2 anno)]

Inoltre, è possibile definire l'efficienza di un dato sistema di illuminazione mediante il "fattore di spesa":

$$e_L = \frac{energy\ use}{energy\ need} = \frac{W_{us}}{W_{nd}}$$

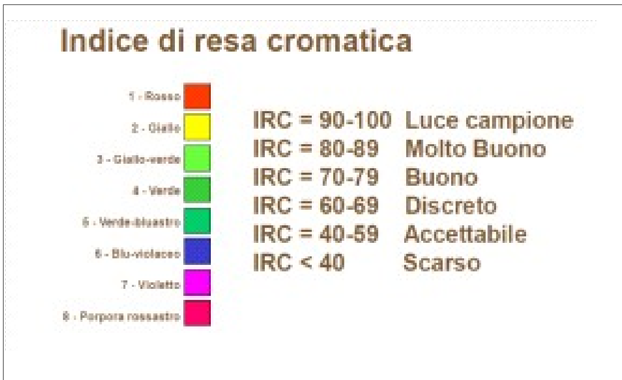
Il metodo 2 permette il calcolo veloce dell'energia necessaria per l'illuminazione.
Si tratta di una versione semplificata del metodo 1 per la stima (budget) del fabbisogno annuo di energia per l'illuminazione degli edifici. In altre parole, è inteso per essere utilizzato solo in fase di studio di fattibilità o di un "*concept*" durante la progettazione degli edifici.
Infine, il Metodo 3 permette di rilevare l'energia misurata utilizzata per l'illuminazione mediante un "Building Management System (BMS)".
L'energia misurata totale utilizzata per l'illuminazione elettrica $\boldsymbol{W_{mt}}$ nell'edificio, per il passo temporale ***ts*** [h], viene calcolato con la sommatoria del consumo di energia $\boldsymbol{W_t}$.

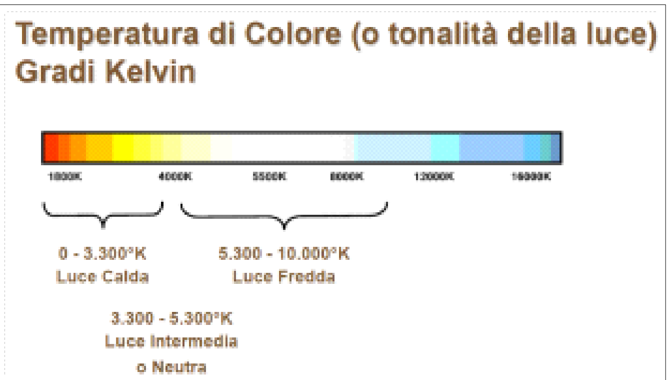
L'ultima relazione è stata presentata da Renato Frongillo ed ha riguardato le caratteristiche degli apparecchi di illuminazione a LED (inteso come unione dei LED e delle ottiche) .



Sono stati illustrati i criteri di progettazione illuminotecnica, l'importanza della verifica dell'indice di abbagliamento UGR, dell'indica di resa colore Ra e del concetto di temperatura di colore.

È stato accennata l'importanza della sicurezza fotobiologica delle lampade e dei sistemi di lampada (Norma Cei 62471) ed il confronto delle prestazioni e dei consumi fra apparecchi di illuminazione tradizionali e con LED.





Gruppo	Stima del Rischio
0 (esente)	Nessun rischio foto biologico
1	Basso
2	Medio
3	Alto

Figura 3
Sicurezza fotobiologica delle lampade e dei sistemi di lampada.

Infine è stata presentata la tematica della progettazione termica e le prestazioni degli alimentatori.
Sull’argomento torneremo presto con un articolo dedicato.





Alcuni momenti del seminario
(per gentile concessione della Beghelli).

ATTUALITÀ

AEIT – CENTO ANNI DI VITA DELLA RIVISTA ATTRAVERSO I SUOI DIRETTORI

1914-2014
cento anni della rivista

ATTRAVERSO LE BIOGRAFIE DEI SUOI DIRETTORI L'ARTICOLO RACCONTA UN SECOLO DI PUBBLICAZIONI DELLA RIVISTA, FACENDO EMERGERE COME ESSA SIA STATA CONDOTTA DA PERSONALITÀ DI RILIEVO TECNICO-SCIENTIFICO ASSOLUTO E DOTATE DI UNO SGUARDO APERTO ALLE INNOVAZIONI A LIVELLO NAZIONALE E INTERNAZIONALE

Stefano Morosini - Politecnico di Milano


L'Elettrotecnica
ASSOCIAZIONE ELETTROTECNICA ITALIANA
Ai Soci

Figura 1:
Lettera ai soci del presidente generale Ferdinando Lari apparsa sul primo numero de "L'Elettrotecnica", febbraio 1914.

Il 5 febbraio 1914 usciva il primo numero de "L'Elettrotecnica". La rivista, pubblicata il 5, 15 e 25 di ogni mese, intendeva offrire "ai lettori il mezzo di conoscere rapidamente e succitamente tutto il movimento scientifico nel ramo di studi che coltivano e quello tecnico relativo all'attività in cui si svolge il loro lavoro" (Dalla lettera ai soci del presidente generale Ferdinando Lori apparsa sul primo numero de "L'Elettrotecnica", febbraio 1914). Si vuole qui tracciare la storia di un secolo di pubblicazione ininterrotta di questo periodico, che dalla denominazione originaria "L'Elettrotecnica" è divenuto "AEI - Automazione Energia Informazione" (1993) e poi "AEIT. Rivista ufficiale dell'AEIT. Seguito de 'L' Elettrotecnica' fondata dall'AEI nel 1914" (2005). Per molti versi leggere nel corso degli anni la lunga serie di articoli significa ripercorrere un'evoluzione tecnica secolare, i cui termini partono dalle prime pionieristiche applicazioni in campo elettrotecnico per arrivare ai giorni nostri. Questa lunga strada passa anche attraverso le biografie dei direttori che negli anni hanno condotto la rivista, lasciando una chiara impronta della propria personalità e della propria cultura, in campo tecnico e non solo.

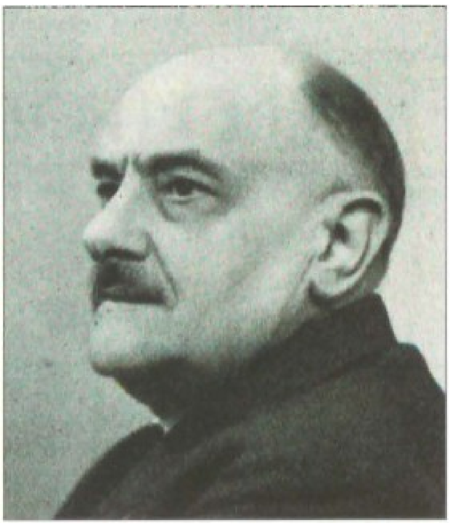


Figura 2:
Angelo Barbagelata (1875-1960)

Angelo Barbagelata Redattore capo (1914-1931) e Direttore (1932-1960)

Nacque a Novi Ligure (Alessandria) il 14 settembre 1875. Nel 1898 si laureò in Ingegneria industriale (Sezione elettrica) presso il Regio Istituto Tecnico Superiore di Milano, allora comunemente definito Politecnico (la denominazione ufficiale risale al 1937). Svolse quindi un breve periodo di lavoro alle Officine elettrotecniche nazionali ing. Monti di Pavia, per poi assumere (1899) l'incarico di assistente di Luigi Zunini alla cattedra di Misure elettriche all'Istituzione Elettrotecnica Carlo Erba del Politecnico di Milano. Dal 1903 fu docente di Tecnologie elettriche presso la Scuola Laboratorio di Elettrotecnica per Operai (SLEO) ed al 1908 di Fisica ed

elettrotecnica alla Scuola Industriale Milanese, divenuta nel 1913 Istituto tecnico Giacomo Feltrinelli. Nel 1910 conseguì la libera docenza di Misure elettriche e tenne il corso di Prove delle macchine elettriche, poi Macchine elettriche.

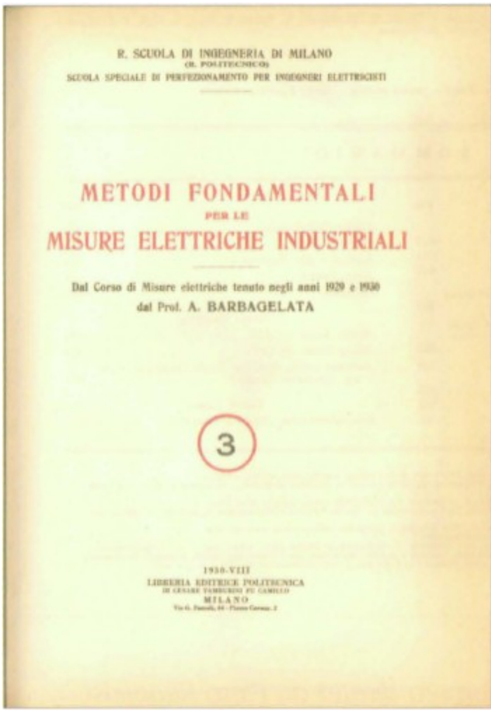


Figura 3
Angelo Barbagelata,
Metodi fondamentali per le misure elettriche industriali
Milano,Libreria editrice politecnico, 1930

Professore straordinario nel 1923 e nel 1926 ordinario di Impianti elettrici, fu direttore della Scuola di specializzazione per ingegneri elettricisti ed al 1931 al 1950 dell'Istituzione Elettrotecnica Carlo Erba.
Fu inoltre membro della commissione amministratrice dell'Azienda Elettrica Municipale (AEM) di Milano dal 1927 al 1943.
Sul piano tecnico e scientifico Barbagelata si dedicò al perfezionamento delle misure elettriche, sia in laboratorio che in ambito industriale, effettuando anche ricerche sulle prove calorimetri che delle macchine elettriche e sul procedimento elettrochimico per la misura delle portate idrauliche.
Socio dell'Associazione Elettrotecnica Italiana (AEI) fin d al 1903, prese parte attiva alla vita del sodalizio, dal 1931 e per quasi un trentennio ne fu segretario generale, accrescendone l'attività e il prestigio.
Nel 1946 ricostituì il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), di cui divenne poco dopo presidente.
Come consulente si occupò, tra l'altro, degli impianti idroelettrici Breda in Val d'Aosta e di quelli delle Acciaierie e ferriere lombarde (del gruppo Falck) in Valtellina.

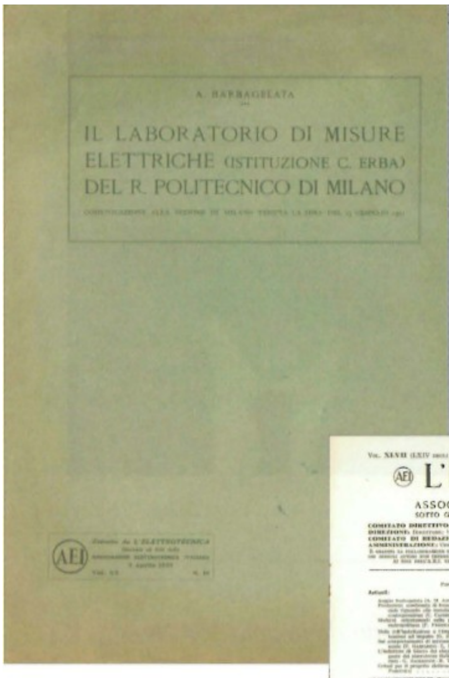


Figura 4:
Angelo Barbagelata,
Il laboratorio di Misure elettriche (Istituzione C. Erba) del R. Politecnico di Milano.
Estratto da "L'Elettrotecnica", 5 aprile 1933

Pubblicò un'ottantina di memorie vari e su questioni elettroferroviarie, sulla tariffazione dell'energia, sull'organizzazione delle scuole tecniche superiori, ma specialmente su impianti e misure elettriche, proponendo anche nuovi metodi e apparecchi di misura.
I risultati raggiunti dalle sue ricerche teoriche e applicative in questo campo si trovano esposti nel volume *Metodi fondamentali per le misure elettriche industriali* (Milano, Libreria editrice politecnica, 1930), mentre un suo significativo contributo sui caratteri e lo sviluppo dell'industria elettrica nell'economia italiana è

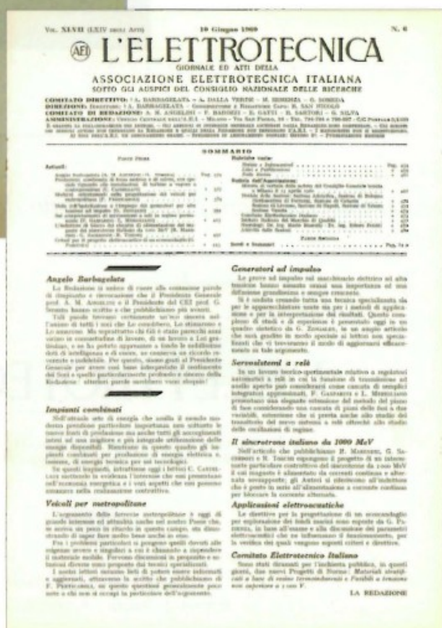

L'ELETTROTECNICA
ASSOCIAZIONE ELETTROTECNICA ITALIANA
SOTTO GLI AUSPICI DEL CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE
SOMMARIO
Angelo Barbagelata
Generatori ad impulso
Impianti combinati
Servosistemi a relè
Il sincrotrone italiano da 1000 MeV
Veicoli per metropolitane
Applicazioni elettroacustiche
Comitato Elettrotecnico Italiano
LA REDAZIONE

Figura 5:
Frontespizio dell'ultimo numero diretto da Angelo Barbagelata, giugno 1960

contenuto nel secondo volume edito in occasione del cinquantenario della Edison (Milano, Società Edison, 1934). Morì a Milano il 23 maggio 1960 .

Renato San Nicolò Direttore (1960-1974)

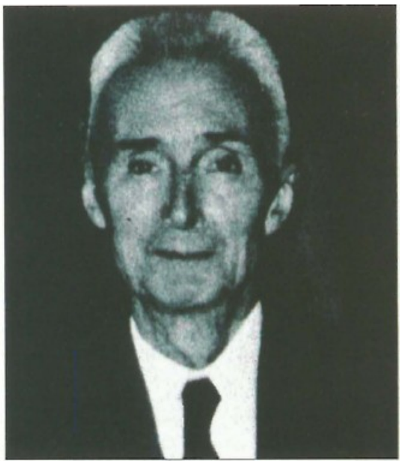


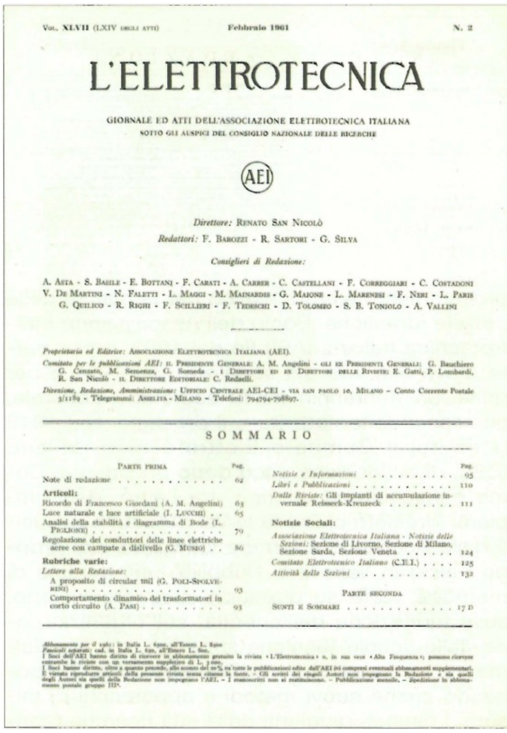
Figura 6:
Renato San Nicolò (1892- 1974)

Nato a Massa Carrara da genitori di origine trentina il 27 dicembre 1892, compì i suoi studi a Milano, dove nel 1915 si laureò ingegnere industriale (Sezione elettrotecnica) al Politecnico di Milano. Fresco di laurea, fu chiamato alle armi nel corso della prima guerra mondiale e inviato presso la Caproni in qualità di collaudatore di aerei, ottenendo grado di capitano.

Nel dopoguerra fu nominato assistente incaricato alla cattedra di Impianti industriali del Politecnico di Milano, dal 1924 fu nominato assistente all'Istituto di Tecnologie generali, mentre nel 1929 conseguì la libera docenza. Dal 1940 al 1963 fu professore incaricato di Tecnologie generali e poi di Impianti industriali meccanici e Tecnologie; dal 1955 al 1963 assunse la direzione dell'omonimo istituto.

Autore di volumi sulle caldaie a vapore, sui trattamenti termici dei metalli e sui forni, sugli impianti industriali, si dedicò con assiduità e competenza al CEI, di cui nel 1946 divenne segretario generale, e dal 1958 presidente del Comitato coordinamento norme.

Fu anche membro corrispondente della *Union Internationale d'Électrothermie* e della *Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ). Dal 1965 al 1970 fece parte del consiglio tecnico dell'Associazione nazionale controllo combustione. Cavaliere della Repubblica e consigliere comunale a Cabiate (Como), morì il 23 febbraio 1974.



Vol. XLVII (LXIV degli atti) Febbraio 1961 N. 2

L'ELETTROTECNICA

GIORNALE ED ATTI DELL'ASSOCIAZIONE ELETTROTECNICA ITALIANA
SOTTO GLI AUSPICI DEL CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE

AEI

Direttore: Renato San Nicolò
Redattori: F. Barozzi - R. Sartori - G. Silva

Consiglieri di Redazione:
A. Asta - S. Basile - E. Bottani - F. Carati - A. Carrer - C. Castellani - F. Correggiari - C. Costadoni V. De Martini - N. Faletti - L. Maggi - M. Mainardis - G. Maione - L. Marenesi - F. Neri - L. Paris G. Quilico - R. Righi - F. Scillieri - F. Tedeschi - D. Tolomeo - S. B. Toniolo - A. Vallini

Proprietaria ed Editrice: Associazione Elettrotecnica Italiana (AEI).
Comitato per le pubblicazioni AEI: il Presidente Generale: A. M. Angelini - gli ex Presidenti Generali: G. Bauchiero G. Cenzato, M. Semenza, G. Someda - i Direttori ed ex Direttori delle Riviste: E. Gatti, P. Lombardi, R. San Nicolò - il Direttore Editoriale: C. Redaelli.
Direzione, Redazione, Amministrazione: Ufficio Centrale AEI-CEI - via San Paolo 10, Milano - Conto Corrente Postale 3/1189 - Telegrammi: Asselita - Milano - Telefoni: 794794-798897.

SOMMARIO

Abbonamento per il 1961: in Italia L. 6500, all'Estero L. 8500
Fascicoli separati: cad. in Italia L. 650, all'Estero L. 800.
I Soci dell'AEI hanno diritto di ricevere in abbonamento gratuito la rivista «L'Elettrotecnica» o, in sua vece «Alta Frequenza»; possono ricevere entrambe le riviste con un versamento suppletivo di L. 3 000.
I Soci hanno diritto, oltre a quanto precede, allo sconto del 20 % su tutte le pubblicazioni edite dall'AEI ivi compresi eventuali abbonamenti supplementari.
È vietato riprodurre articoli della presente rivista senza citarne la fonte. - Gli scritti dei singoli Autori non impegnano la Redazione e sia quelli degli Autori sia quelli della Redazione non impegnano l'AEI. - I manoscritti non si restituiscono. - Pubblicazione mensile. - Spedizione in abbonamento postale gruppo III°.

Figura 7:
Frontespizio del primo numero diretto da Renato San Nicolò, febbraio 1961

Piero Regoliosi Direttore (1974-1993)

Nato a Mortara (Pavia) il giorno 1 ottobre 1904, studiò al Liceo Cairoli di Vigevano per poi iscriversi nel 1923 al Politecnico di Milano, dove nel 1928 si laureò ingegnere industriale (sezione Elettrica).

Dopo aver frequentato la Scuola di perfezionamento per ingegneri elettricisti della Istituzione Elettrotecnica Carlo Erba, nel 1930 venne nominato assistente incaricato, mantenendo tale incarico fino al 1938 (direttore della Scuola era Angelo Barbagelata, con cui Regoliosi avviò una collaborazione lunga e fruttuosa).

Dal 1938 al 1940 divenne assistente ordinario di Misure elettriche, dal 1940 al 1948 di Impianti industriali elettrici (aiuto dal 1948 al 1960), libero docente di Impianti industriali elettrici dal 1942, è stato professore incaricato di Impianti industriali elettrici (dal 1946 al 1948 e d al 1957 al 1960).

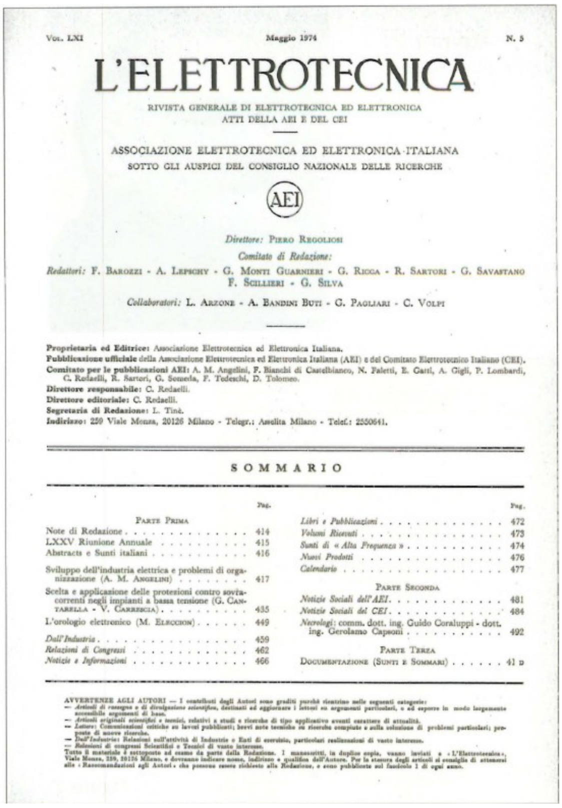
Nel 1958 vinse un concorso alla cattedra di Elettrotecnica dell'Università di Cagliari e nel 1960 venne chiamato al Politecnico in qualità di professore di Misure elettriche. Dal 1972 al 1974 assunse la direzione dell'Istituto di Elettrotecnica industriale. Contestualmente, dal 1964 al 1974 insegnò Misure elettriche e Impianti elettrici alla Facoltà di Ingegneria dell'Università di Pavia, dove fu anche direttore dell'Istituto di Elettrotecnica. Il suo lavoro di ricerca è documentato da articoli di carattere speri mentale dedicati a problemi per l'epoca innovativi, come le schermature,

la misura delle altissime tensioni alternate, o di ambito normativo , come la questione degli impianti di messa a terra.

Sono stati fondamentali per più generazioni di ingegneri i suoi trattati sulle misure elettriche (pure con Barbagelata, figura 9, poi con il suo allievo Arnaldo Brandolini), sovente aggiornati per tenere il passo con gli sviluppi della disciplina.

Nel corso della sua attività emerge da un lato uno sguardo alla letteratura internazionale (sopratutto a quella di area tedesca), e dall'altro alla nascita e all'evoluzione storica della tecnica elettrica. Morì il 27 ottobre 2000.

Dal 1994 ad oggi è direttore della rivista **Andrea Silvestri**, professore ordinario di Sistemi elettrici per l'energia al Politecnico di Milano e vincitore di due premi dell'AEIT per la sua attività di ricerca (1987 e 1991).



Vol. LXI Maggio 1974 N. 5

L'ELETTROTECNICA

RIVISTA GENERALE DI ELETTROTECNICA ED ELETTRONICA
ATTI DELLA AEI E DEL CEI

ASSOCIAZIONE ELETTROTECNICA ED ELETTRONICA ITALIANA
SOTTO GLI AUSPICI DEL CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE

AEI

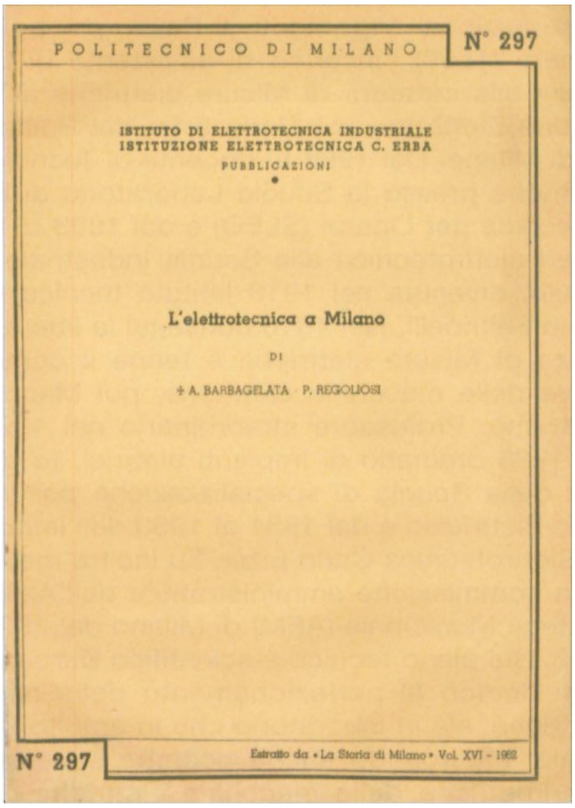
Direttore: Piero Regoliosi
Comitato di Redazione:
Redattori: F. Barozzi - A. Lepschy - G. Monti Guarnieri - G. Ricca - R. Sartori - G. Savastano F. Scillieri - G. Silva
Collaboratori: L. Arzone - A. Bandini Buti - G. Pagliari - C. Volpi

Proprietaria ed Editrice: Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana.
Pubblicazione ufficiale della Associazione Elettrotecnica ed Elettronica Italiana (AEI) e del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI).
Comitato per le pubblicazioni AEI: A. M. Angelini, F. Bianchi di Castelbianco, N. Faletti, E. Gatti, A. Gigli, P. Lombardi, C. Redaelli, R. Sartori, G. Someda, F. Tedeschi, D. Tolomeo.
Direttore responsabile: C. Redaelli.
Direttore editoriale: C. Redaelli.
Segretaria di Redazione: L. Tinè.
Indirizzo: 259 Viale Monza, 20126 Milano - Telegr.: Asselita Milano - Telef.: 2550641.

SOMMARIO

AVVERTENZE AGLI AUTORI — I contributi degli Autori sono graditi purchè rientrino nelle seguenti categorie:
— *Articoli di rassegna e di divulgazione scientifica*, destinati ad aggiornare i lettori su argomenti particolari, o ad esporre in modo largamente accessibile argomenti di base.
— *Articoli originali scientifici e tecnici*, relativi a studi e ricerche di tipo applicativo aventi carattere di attualità.
— *Lettere*: Comunicazioni critiche su lavori pubblicati; brevi note tecniche su ricerche compiute e sulla soluzione di problemi particolari; proposte di nuove ricerche.
— *Dall'Industria*: Relazioni sull'attività di Industrie e Enti di esercizio, particolari realizzazioni di vasto interesse.
— *Relazioni di congressi* Scientifici e Tecnici di vasto interesse.
Tutto il materiale è sottoposto ad esame da parte della Redazione. I manoscritti, in duplice copia, vanno inviati a «L'Elettrotecnica», Viale Monza, 259, 20126 Milano, e dovranno indicare nome, indirizzo e qualifica dell'Autore. Per la stesura degli articoli si consiglia di attenersi alle «Raccomandazioni agli Autori» che possono essere richieste alla Redazione, e sono pubblicate sul fascicolo 1 di ogni anno.

Figura 8:
Frontespizio del primo numero diretto da Piero Regoliosi, maggio 1974



POLITECNICO DI MILANO N° 297

ISTITUTO DI ELETTROTECNICA INDUSTRIALE
ISTITUZIONE ELETTROTECNICA C. ERBA
PUBBLICAZIONI

L'elettrotecnica a Milano

DI

† A. BARBAGELATA · P. REGOLIOSI

N° 297 Estratto da «La Storia di Milano» Vol. XVI - 1962

Figura 9:
Angelo Barbagelata, Piero Regoliosi, L'Elettrotecnica a Milano. Estratto dal volume XVI della Storia di Milano, Milano, Fondazione Treccani degli Alfieri per lo Storia di Milano, 1962



AEI
AUTOMAZIONE ENERGIA INFORMAZIONE

Nota della Redazione

Come è consuetudine, anche il primo numero del 1994 inizia nel segno della scorsa Riunione Annuale, riproducendone le relazioni inaugurali. Quella di Margherita Hack ci apre a orizzonti culturali sterminati già sottesi nel titolo dell'intervento: *Origine ed evoluzione dell'universo*, dove l'origine rimanda alla cosmogonia di quel distantissimo Big Bang primordiale, e l'evoluzione potrebbe mettere in circolo le speculazioni filosofiche o addirittura teosofiche che sono oggetto della cosmologia.
Le relazioni di Alfonso Limbruno e di Pasquale Pistorio – ciascuna nell'ambito delle competenze che i due Autori rivestono ad altissimo livello nella propria azienda – presentano scenari di sviluppo e delineano previsioni e prospettive di due importantissimi settori industriali, particolarmente vicini (e non è un caso) all'AEI: rispettivamente l'industria elettrica e quella microelettronica.
Pure gli altri articoli di questo fascicolo tendono a coinvolgere il lettore, da una parte nella ricostruzione anche storica di specifiche aree scientifiche di nostra competenza, dall'altra nella puntualizzazione di problematiche tecniche di particolare interesse. Così, nel primo caso, l'evoluzione della formazione professionale dell'ingegneria delle telecomunicazioni nel nostro Paese è analizzata da Giovanni B. Stracca con la sua consueta competenza ed esaustività. Nel secondo caso, i problemi tecnici trattati sono di estrema attualità: l'alta velocità ferroviaria e le relative scelte strategiche sono presentate da Francesco Perticaroli (che festeggiamo neo-Presidente della Metropolitana Milanese) nel testo di una conferenza che ben si lega al ciclo di memorie pubblicate da "AEI" nel dicembre 1993; Giampio Bracchi dà un quadro convincente dell'importanza e dell'articolazione delle tecnologie dell'informazione, anche in vista di un adeguato sviluppo innovativo del nostro Paese; mentre Sergio Rosati tratta dei più recenti sviluppi delle sorgenti luminose connessi all'impatto, anche in questo campo, dell'elettronica di potenza.

AEI Volume 81 Numero 1 Gennaio 1994 11

Figura 10:
Frontespizio del primo numero diretto da Andrea Silvesti, gennaio 1994

RUBRICA

ENGLISH FOR ELECTRICIANS & CO.

LEMMI E SIGLE IN LINGUA INGLESE, DIFFUSE DALLE NORME TECNICHE.

Antonello Greco.

Sempre più spesso le norme tecniche si arricchiscono di nuovi termini che derivano dalla lingua inglese, merito della standardizzazione delle norme a livello internazionale.

Il motivo di questa piccola rubrica? Cercare di rendere familiari le nuove sigle ed i lemmi che stanno divenendo linguaggio comune e che sempre più spesso ritroviamo nelle definizioni normative delle nostre norme tecniche … nella speranza di rendere più agevole il nostro mestiere.

Il termine che voglio proporvi è **LVFRT - Low Voltage Fault Ride Through.**
Secondo quanto indicato all'articolo 8.5.1. della Norma Cei 0-16:2014-09 è sinonimo di *insensibilità agli abbassamenti di tensione*.

Alla prossima.

Organizzano un Seminario su:

SCENARI DELLA NUOVA TECNOLOGIA LED:
Caratteristiche, classificazioni e efficienza energetica

Venerdì 12 Dicembre 2014
ore 15:00

Presso Hotel Domus Pacis
Piazza della Porziuncola, 1
S. Maria degli Angeli (Assisi)

Illuminazione Pubblica



Tagliare i consumi di energia non solo per ridurre le emissioni di CO2 e i costi in bolletta, ma anche per contrastare l'inquinamento luminoso e acustico.
La via alla sostenibilità e all'efficienza delle città del Bel Paese passa attraverso l'innovazione energetica green, le scelte consapevoli delle amministrazioni e le alleanze strategiche con partner industriali.
La tecnologia LED permette di coniugare le esigenze di risparmio energetico e durata di vita.

Illuminazione Artistica



Evento accreditato per il riconoscimento dei Crediti Formativi Professionale (CFP) da:

- ❑ Sono riconosciuti n. 3 CFP per gli iscritti all'Ordine degli Ingegneri
- ❑ Sono riconosciuti n. 3 CFP per gli iscritti al Collegio dei Periti Industriali e Periti Industriali Laureati della Provincia di Perugia

I crediti saranno riconosciuti solo a coloro che apporranno firma di ingresso ed uscita su apposito Registro Presenze disponibile presso la sede dell'evento dalle ore **15:00** alle ore **15:30** per la firma d'ingresso e dalle ore **18:20** alle ore **18:35** per la firma d'uscita.

INCONTRO REALIZZATO IN COLLABORAZIONE CON:

Confindustria Umbria

IMQ

IEEE Italy Section

ASSOCIAZIONE NAZIONALE PRODUTTORI ILLUMINAZIONE

AIDI Associazione Italiana di Illuminazione

Presentazione

Nel mondo dell'illuminazione, sia di interni sia urbana, negli ultimi anni è avvenuta una vera rivoluzione a seguito dell'utilizzo della tecnologia LED (Light Emitting Diode) che permette di ottenere interessanti potenzialità in termini di flessibilità installativa, risparmio energetico e maggiore durata di vita.

Sempre più, nella realizzazione degli impianti, i progettisti e gli installatori si trovano ad impiegare la tecnologia LED e di conseguenza è indispensabile che ne conoscano adeguatamente gli aspetti illuminotecnici ed impiantistici, ma anche quelli relativi alla sicurezza.

Nel presente incontro tecnico verranno forniti utili elementi per l'aggiornamento professionale sulla tecnologia a LED, con particolare attenzione ad alcuni aspetti in tema di sicurezza.

Verranno anche illustrati gli aspetti normativi più recenti riguardanti gli impianti di illuminazione esterna e illuminazione Artistica che dà prescrizioni sia per gli impianti privati che pubblici.

Potrà essere anche un'opportunità per cercare di chiarire alcuni dubbi sull'argomento, ponendo agli esperti presenti i propri quesiti.

Un ringraziamento particolare ai relatori per il prezioso contributo e la disponibilità dimostrata.

LA SEGRETERIA TECNICA

PROGRAMMA

15:00 Registrazione partecipanti,

15:15 Saluti
Ing. Francesco Fattibene - *Enel Distribuzione - AEIT*
Ing. Leonardo Banella - *Ordine degli Ingegneri PG*
P. I. Giampaolo Valentini - *Collegio Periti Iindustriali PG*
P.I. Micanti Franco - *Presidente Unae Umbria*
Dott. Severini Enzo - *Presidente Anse Umbria*
Coordinatore
Clementi Riccardo - *Enel Relazioni Esterne*

15:30 **Principi di funzionamento e caratteristiche della tecnologia LED**
Ermanno Cardelli - *Presidente IEEE Italy Section Università degli Studi di Perugia*

16:00 Risparmio ed efficienza energetica nell'illuminazione a LED
Luca Moscatello - *Enel Sole*

16:30 **Illuminazione LED problematiche tecniche e opportunità di mercato**
Gianni Drisaldi - *Presidente AIDI*

17:00 **Scenari della nuova tecnologia LED. Classificazione e caratteristiche per l'illuminazione degli edifici ed urbana. Protezioni contro le sovratensioni negli apparecchi di illuminazione LED per esterno**
Fabio Pagano - *ASSIL*

17:30 **La sicurezza (elettrica e fotobiologica) delle lampade LED, la certificazione di parte terza, la marcatura CE e le responsabilità in caso di modifiche sull'impianto esistente (KIT retrofit)**
Roberto Cavenaghi - *IMQ*

18:00-18:30 Dibattito e Conclusioni

Chiusura dei lavori con rinfresco offerto da UNAE UMBRIA

SCHEDA DI ISCRIZIONE

Cognome

Nome

Via

Cap Città Prov

Telefono

e-mail

Codice Fiscale (per riconoscimento CFP)

Nr. iscrizione Ordine degli Ingegneri

Nr. Iscrizione Collegio dei Periti Industriali e Periti Industriali Laureati di Provincia

Informativa per il trattamento dei dati personali D.Lgs 196/2003. I vostri dati saranno utilizzati al fine dell'invio di cataloghi e/o comunicazioni tecnico commerciali.

Firma____________________

❑ Autorizzo ❑ Non autorizzo

PARTECIPAZIONE GRATUITA
La partecipazione all'evento è gratuita ma l'iscrizione è obbligatoria.
Per informazioni telefono **075/6522005 - 075.6522006**
cell. 3939191274 - 3299785648
Si prega compilare la scheda ed inviarla entro il **09/12/2014** a mezzo e-mail all'indirizzo **umbria@unae.it** **enzo.severini@enel.com**

Controcopertina

TAVOLE E TABELLE

di Antonello Greco.

FATTORI DI CONVERSIONE

Fattori di conversione per l'energia

Da:	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
A:	*multipli di:*				
TJ	1,0	238,8	$2.388 \cdot 10^{-5}$	947,8	0,2778
Gcal	$4.1868 \cdot 10^{-3}$	1,0	10^{-7}	3.968	$1.163 \cdot 10^{-3}$
Mtoe	$4.1868 \cdot 10^{4}$	10^{7}	1,0	$3.968 \cdot 10^{7}$	11.630
MBtu	$1.0551 \cdot 10^{-3}$	0,252	$2,25 \cdot 10^{-8}$	1,0	$2.931 \cdot 10^{-4}$
GWh	3,6	860	$8,6 \cdot 10^{-5}$	3.412	1,0

Fonte: IEA – Key World Energy Statistics 2014

In occasione delle prossime festività, la redazione augura

